

VISIT...

LANZAROTE
Caliente.COM



В. А. Тремясов

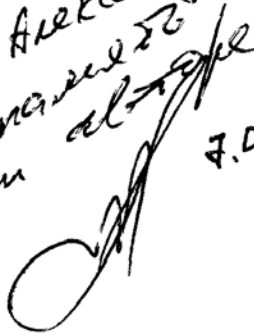
ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ



Министерство образования Российской Федерации

Красноярский государственный технический университет

Уважаемому
Павлу Александровичу
на имя
от


7.04.2005

В. А. Тремясов

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Рекомендовано Сибирским региональным отделением учебно-методического объединения по образованию в области энергетики и электротехники для межвузовского использования в качестве учебного пособия для студентов, обучающихся по направлению подготовки 650900 – «Электроэнергетика» и специальности 100100 «Электрические станции»

Красноярск 2003

УДК 621.31(07)

Т 66

Рецензенты

В В Смирнов, канд техн наук, заместитель начальника – главный диспетчер
РДУ ОАО «Красноярскэнерго»,

В А Ермаков, канд. техн. наук, руководитель группы энергосбыта
ОАО «Красноярскэнерго»

Тремясов, В. А.

Т 66 Проектирование технологической части тепловых электростанций:

Учеб. пособие / В. А. Тремясов. Красноярск. ИПЦ КГТУ, 2003. 107 с.

ISBN 5-7636-0595-0

Изложены вопросы выбора площадки и компоновки генерального плана тепловых электрических станций. Рассмотрены основные положения по компоновке и расчету генеральных размеров главного корпуса ИЭС в соответствии с технологическим оборудованием и действующими нормами проектирования конденсационных электростанций и теплоэлектроцентралей.

Приведены методики выбора кранового оборудования и тягодутьевых механизмов собственных нужд, расчета оборудования топливоподдачи и пылеприготовления. Освещены вопросы золоулавливания и шлакозолоудаления.

В приложениях приведены необходимые справочные данные для выполнения курсовых и дипломных проектов.

Предназначено для студентов направлений подготовки дипломированных специалистов 650900 – «Электроэнергетика» (спец 100100), 650800 – «Теплоэнергетика» (спец 100500) всех форм обучения.

УДК 621.31(07)

ISBN 5-7636-0595-0

© КГТУ, 2003

© В. А. Тремясов, 2003

ПРЕДИСЛОВИЕ

Проектирование технологической части тепловых электростанций представляет собой сложный процесс выработки и принятия решений по структурным технологическим схемам, тепловым схемам, составу основного и вспомогательного энергооборудования, связанный с производством расчетов, поиском пространственных компоновок главных корпусов, оптимизацией отдельных фрагментов и ТЭС в целом.

Этот процесс на современном этапе требует системного подхода при изучении объекта проектирования, при использовании результатов новейших достижений науки и техники и передового опыта проектных, строительномонтажных и эксплуатирующих организаций.

Настоящее учебное пособие предназначено для студентов, обучающихся по направлению 650900 – «Электроэнергетика» специальности 100100 – «Электрические станции» и может быть полезно студентам, обучающимся по направлению 650800 – «Теплоэнергетика».

Основой учебного пособия послужили: учебник М. Н. Околович «Проектирование электрических станций», лекции по одноименному курсу, читавшиеся автором в течение длительного времени студентам-электроэнергетикам Красноярского государственного технического университета; составленные автором методические указания по курсовому и дипломному проектированию, а также материалы, подготовленные в вузах (МЭИ, СПбГПУ и др.), проектных, научных и производственных организациях.

Основное внимание в предлагаемом учебном пособии уделено современным методам расчета, применяемым при проектировании строительной и технологической части тепловых электрических станций. Вопросы проектирования электрической части ТЭС в данном пособии не рассматриваются.

В приложениях приведен обширный справочный материал, необходимый при выполнении курсовых и дипломных проектов.

Автор

1. ВЫБОР ПЛОЩАДКИ И ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН ТЭС

1.1. Выбор площадки ТЭС

Под площадкой электростанции (КЭС, ТЭЦ) понимают собственно промплощадку ТЭС, на которой размещены все основные сооружения, а также земельные участки, необходимые для размещения других объектов, входящих в комплекс сооружений ТЭС (водохранилище, золошлакоотвалы, склад топлива и очистные сооружения, открытые распределительные устройства (ОРУ) и т. д.), включая объекты жилищно-гражданского строительства, трассы подъездных железных и автомобильных дорог и коридоры для линий электропередачи (ЛЭП).

Выбор площадки новой ТЭС является одним из ответственных этапов проектирования, так как принятое решение в значительной степени определяет сроки и стоимость строительства, возможность эффективной эксплуатации объекта. Оптимальное решение задачи возможно только при комплексном учете всех факторов: экономических, социальных, физико-географических, технических и др.

Основными условиями, определяющими выбор места размещения ТЭС, являются:

1) наличие площадей, достаточных для размещения всех сооружений ТЭС и возможного ее расширения (удельный отвод земель для ТЭС: атомные – 0,12–3,41 га/МВт; угольные – 0,28–2,21 га/МВт; газомазутные – 0,11–1,88 га/МВт, т. е. в зависимости от систем технического водоснабжения);

2) соответствие площадки требованиям технологического процесса (грунты должны допускать удельные нагрузки 0,2–0,25 МПа, при которых возможны сооружение зданий и установка вращающихся агрегатов без устройства сложных и дорогих фундаментов);

3) благоприятный рельеф местности и геологические условия, обеспечивающие быстрое сооружение ТЭС с минимальными затратами (согласно СНиП – строительные нормы и правила); уровень грунтовых вод должен находиться ниже глубины заложения подвалов и подземных коммуникаций не менее, чем на 3–4 м. Не допускается строительные площадки располагать в районах вечной мерзлоты, оползней, на заболоченных и переувлажненных грунтах; необходимо учитывать опасность катастрофических стихийных воздействий: селевых потоков, снежных лавин, землетрясений выше 8 баллов. Рельеф местности должен быть с небольшим уклоном – до 0,5–1 %, обеспечивающий отвод поверхностных вод;

4) наличие железнодорожной связи с железнодорожными путями общего пользования и местом добычи топлива; автодорожной связи с автодорогами общего пользования, железнодорожной станцией примыкания, с районным или областным центром;

5) близость карьеров или залежей строительного песка и камня;

6) наличие достаточных источников питьевого и технического водоснабжения (большое значение приобретает возможность размещения ТЭС вблизи рек, озер и устройства прямоточного водоснабжения). Размещение ТЭС у рек должно производиться с учетом расположения на них ГЭС и колебания уровня воды в водохранилище. Потребность в питьевой воде для поселка ТЭС мощностью 1 200 МВт – 180 м³/ч, 2 400 МВт – 240 м³/ч, 4 000 МВт – около 400 м³/ч. Питьевую воду следует искать и при наличии реки, при расположении площадки ТЭС ниже сброса хозяйственных, фекальных и промышленных стоков. В качестве источника хозяйственного и питьевого водоснабжения стараются использовать подземные воды;

7) возможность расположения ТЭС на землях несельскохозяйственного назначения или непригодных для сельского хозяйства (для перспективных типов КЭС в зависимости от их мощности и вида угольного топлива потребность в отчуждении земель для золошлакоотвалов лежит в пределах 36–390 га исходя из 25-летнего периода эксплуатации; для ТЭЦ – из расчета 5-летнего периода эксплуатации с использованием золошлаков в строительстве);

8) возможность расположения площадки не в местах залегания полезных ископаемых, не в зонах обрушения выработок, не на карстовых или оползневых участках.

Расстояние транспортируемой горячей воды составляет 35 км, пара – до 8–12 км.

Для ТЭЦ площадка располагается, как правило, в центре тепловых нагрузок с учетом перспективного развития энергопотребителей.

Места золошлакоотвалов и шламонакопителей должны располагаться с подветренной стороны за пределами площадки и охранной зоны источников водоснабжения.

При отсутствии естественных водоемов (река, озеро, море) создают систему искусственного охлаждения с прудом охладителем или градирнями – оборотное водоснабжение.

Площадки ТЭС должны быть удалены от границ жилых районов в соответствии с размерами нормированных санитарно-защитных зон. Размеры зоны зависят от зольности топлива, степени очистки от золы дымовых газов и удельного расхода топлива. ТЭС должны быть расположены по отношению к ближайшему жилому району с подветренной стороны для господствующих ветров, принимаемых по средней розе ветров теплого периода года на основе многолетних наблюдений.

В санитарно-защитной зоне допускается располагать пожарные депо, помещения охраны, гаражи, склады, административно-служебные здания, столовые, амбулатории и т. д. Размеры санитарно-защитной зоны ТЭС согласовываются с органами Государственной санитарной инспекции.

С целью создания благоприятных условий для рассеивания оставшихся выбросов сооружаются дымовые трубы высотой 250–420 м и более

1.2. Генеральный план ТЭС

1.2.1. Общие положения

Под компоновкой ТЭС понимают взаимное размещение основных и вспомогательных сооружений на ее площадке. План площадки, на котором показано расположение основных и вспомогательных сооружений и коммуникаций, называют генеральным планом ТЭС.

При разработке компоновки приходится учитывать очень большое количество различных факторов как внутреннего, так и внешнего порядка с противоречивыми требованиями по размещению различных частей объекта.

Рассмотрим основные внешние факторы, подлежащие учету при компоновке ТЭС. Прежде всего, следует назвать природные условия, а именно: климат, рельеф местности, расположение естественных водоемов, розу ветров. Для компоновки сооружений наиболее благоприятна ровная площадка. При уклоне более 0.03 применяют террасную планировку. Протяженные здания и сооружения, а также железнодорожные пути располагают параллельно горизонталям природного рельефа. При размещении ТЭС вблизи крупных водоемов «0» – отметку ее территории назначают не менее чем на 0.5 м выше расчетного горизонта высоких вод.

Важным фактором для правильного размещения сооружений электростанции на генплане является господствующее направление и сила ветра, характеризующие розой ветров. Правильная ориентация сооружений относительно розы ветров необходима для защиты от дымовых уносов сооружений станции (ОРУ), поселка и окружающей природы, а также от наноса ветром паров и мелких капелек воды от градирен и брызгальных бассейнов на здания и электрооборудование. Розу ветров изображают в виде восьми векторов-радиусов, направленных к одной общей центральной точке по сторонам света. На чертежах генплана изображение розы ветров является обязательным.

При размещении корпусов зданий приходится также считаться с их ориентацией относительно сторон света, поскольку солнечный свет может оказать неблагоприятное воздействие на некоторые технологические и служебные помещения. К числу важных внешних факторов следует отнести подвод внешних коммуникаций – электротехнических, технологических и транспортных, а также охрану окружающей среды и защиту населения.

Внутренними факторами являются количество и площади основных и вспомогательных сооружений, технологические и электрические связи между ними, внутренняя транспортная сеть, требования пожарной безопасности и безопасности жизнедеятельности.

Для каждой проектируемой ТЭС намечают несколько конкурентоспособных вариантов компоновок и на основании технико-экономического сопоставления (наименьшие приведенные затраты, удобство эксплуатации и надежность работы) выбирают наилучший.

При составлении вариантов компоновок ТЭС руководствуются следующими общими принципами:

1. Оптимальная ориентация относительно естественных водоемов, при которой достигается экономия в строительстве гидротехнических сооружений и каналов.

2. Удобство внешних инженерных коммуникаций – подъездных дорог, линий электропередачи (ЛЭП), тепловых сетей, золошлакоотвалов. Площадка ТЭС должна быть обеспечена железнодорожными и автомобильными подъездными путями, примыкающими к дорогам общего пользования.

Склады топлива, расположенные за пределами основной площадки станции, должны быть соединены специальной автодорогой с площадкой. Подъездная автодорога проектируется на 2 полосы и располагается со стороны торцов главного здания.

Воздушные ЛЭП на подходах к станции должны иметь минимальное число пересечений и углов поворота.

Протяженность трасс внешних инженерных коммуникаций (тепловых трасс и т. п.), а следовательно, и полос отводимых земель должна быть минимальна.

3. Удобство внутренних инженерных коммуникаций – транспортной сети и подъемно-транспортного оборудования, технологических (транспортеров, трубопроводов и т. п.) и электрических связей. Подземные технологические коммуникации должны иметь по возможности меньший объем земляных работ.

4. Размещение зданий вспомогательных хозяйств в соответствии с их назначением. Это даст возможность осуществить более короткие технологические и транспортные связи с обслуживаемыми ими цехами.

5. Наименьшие размеры площадки, занимаемой проектируемой ТЭС. Основным показателем является коэффициент плотности застройки. Обычно он равен: для мощных пылеугольных ТЭС – 0,4–0,5, для газомазутных ТЭС – 0,6–0,7.

6. Возможность дальнейшего расширения станции до конечной мощности при минимально необходимом отчуждении земель. Для этой цели все внешние коммуникации стараются выполнить с одного торца корпусов и площадки, оставляя противоположные торцы свободными для расширения.

Между отдельными зданиями, сооружениями и установками предусматривают необходимые пожарные разрывы и проезды. Вокруг площадки станции сооружают сетчатое, стальное или железобетонное ограждение высотой 2 м. С внутренней стороны ограждения оставляют свободную зону шириной 5 м. В ней располагают устройства автоматической охранной сигнализации.

Компоновка электротехнического оборудования и сооружений для ТЭС соответствует структурной электрической схеме.

Для ТЭЦ характерно: наличие распределительного устройства (РУ) генераторного напряжения (ГРУ), от которого отходит большое количество кабельных линий; применение оборотного водоснабжения с искусственными охладителями (градирни); вывод теплопроводов к местным потребителям.

КЭС занимают очень большие площади, т. е. наибольших площадок требуют: склад топлива, ОРУ повышенных напряжений, водоводы, главный корпус.

Особенно большую роль в компоновке сооружений играет взаимное расположение главного корпуса, РУ и внешнего водохранилища. РУ имеют внутренние электрические связи с блочными трансформаторами, которые всегда устанавливают у стены главного здания со стороны машзала. Кроме того, от РУ отходит большое количество воздушных ЛЭП, вывод которых нужно согласовывать с размещением водохранилища. Водохранилище, в свою очередь, должно быть связано гидротехническими коммуникациями (внешним водопроводящим каналом и внутренними водоводами) с главным корпусом.

Порядок размещения технологических сооружений на КЭС и ТЭЦ в основном соответствует технологическому процессу на ТЭС. РУ собственных нужд (СН) 6 кВ расположены в главном корпусе.

Электрические машины на ТЭС устанавливают в помещениях (генераторы, электродвигатели СН, сухие трансформаторы) или на открытом воздухе (масляные трансформаторы). Для их присоединения к РУ необходимы электрические связи, которые в зависимости от компоновки могут иметь разную протяженность и разные условия прокладки. На ТЭС применяют электрические связи разного конструктивного исполнения: гибкие открытые токопроводы («гибкие связи»), открытые шинные мосты, комплектные экранированные токопроводы (КЭТ), кабели и гибкие провода.

Опиновку РУ 35–750 кВ выполняют гибкими проводами, закрепленными на опорах с помощью натяжных гирлянд изоляторов. Для этих целей используют сталеалюминевые провода тех же марок, что и у ЛЭП. Кроме того, на $U \geq 330$ кВ стала применяться жесткая ошиновка из алюминиевых труб.

1.2.2. Компоновка КЭС

Приближение главного корпуса к источнику водоснабжения и снижение нулевой отметки главного корпуса для сокращения длины циркуляционных водоводов и сокращения расхода электроэнергии на техническое водоснабжение являются одними из основных требований при разработке компоновки генплана КЭС [12].

Различие в компоновках КЭС заключается прежде всего в размещении ОРУ по отношению к главному корпусу и источнику водоснабжения. На рис. 1.1 ОРУ размещено перед фасадом машинного зала. В этом случае удлиняются водоводы охлаждающей воды, дорожает водоснабжение, растёт расход электроэнергии на подачу охлаждающей воды. Линии электропередачи высокого напряжения при этом либо отводят параллельно фасадной стене машинного зала в сторону постоянного его торца, либо перебрасывают через источник водоснабжения; при необходимости устраивают промежуточные опоры в пруду-охладителе.

Железнодорожные пути и автомобильные дороги подведены к помещениям машинного зала и парогенераторов, ОРУ и повышающим трансформаторам, приемно-разгрузочному устройству топливоподачи и складу топлива, сливному устройству мазутного хозяйства, складам масла и других материалов и оборудования.

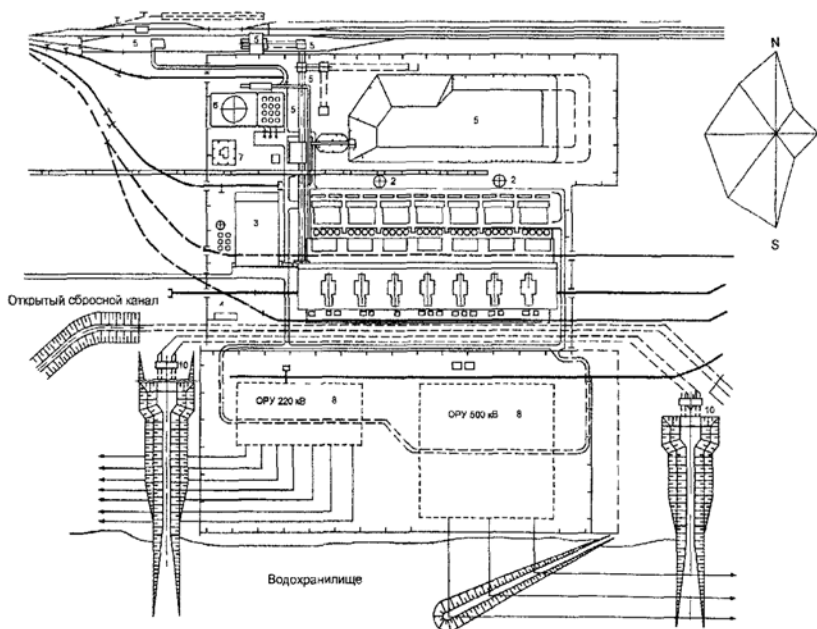


Рис. 1.1 Компоновка генерального плана пылеугольной ТЭС. 1 – ГК, 2 – дымовые трубы; 3 – ОВК, 4 – ресервуары; 5 – сооружения топливоподачи; 6 – мазито-масляное хозяйство, 7 – ацетилено-кислородная установка; 8 – ОРУ 220 и 500 кВ; 9 – силовые трансформаторы; 10 – насосные станции

С учетом розы ветров открытый угольный склад размещен с подветренной стороны по отношению к главному корпусу, ОРУ и линиям электропередачи.

Основной подход к главному корпусу электростанции выполнен со стороны его постоянной торцевой стены. С этой стороны устроен вход через проходную и въезд на территорию электростанции. Со стороны постоянного торца главного корпуса размещают также объединенный вспомогательный и служебный корпуса, соединяемые с главным корпусом закрытой переходной галереей для персонала на уровне основного обслуживания агрегатов электростанции и тепловых щитов управления (8–12 м).

В генплане электростанции рядом с основной территорией предусматривают место для строительно-монтажного полигона, на котором выполняют сборку железобетонных и стальных конструкций зданий. Целесообразно иметь свободное место для достройки (расширения) главного корпуса в случае увеличения мощности станции сверх проектной.

1.2.3. Компоновка ТЭЦ

Генпланы ТЭЦ имеют обычно следующие отличительные особенности: наличие ЗРУ генераторного напряжения; вывод электроэнергии не только воздушными линиями электропередачи высокого напряжения из ОРУ, но и подземными кабельными линиями напряжением 6, 10 кВ; применение оборотного водоснабжения с искусственными охладителями, обычно с градирнями; вывод теплопроводов к потребителям.

Градирни в количестве трех-четырёх размещают обычно со стороны постоянной торцевой стены главного корпуса. Циркуляционные насосы охлаждающей воды устанавливают большей частью в машинном зале, по два у каждого турбоагрегата, иногда в центральной насосной между градирнями и главным корпусом электростанции.

В генеральном плане вся территория строящейся ТЭЦ делится на зоны, в которых располагаются сооружения одинакового функционального назначения. Так, в первой зоне (зоне основных сооружений) размещаются: главный корпус, дымовые трубы, пусковая котельная, градирни с насосами оборотного водоснабжения, химводоочистка, инженерно-бытовой корпус и столовая; во второй зоне (зоне вспомогательных сооружений) – ремонтные мастерские, материальный склад, компрессорная, склад взрывоопасных материалов, газорегулирующий пункт и перекачивающие насосные станции; в третьей зоне предусмотрено сооружение мазутного хозяйства, очистных сооружений и комплекс насосной станции горячего водоснабжения; в четвертой зоне – комплекс зданий и сооружений железнодорожной станции ТЭЦ и пожарное депо.

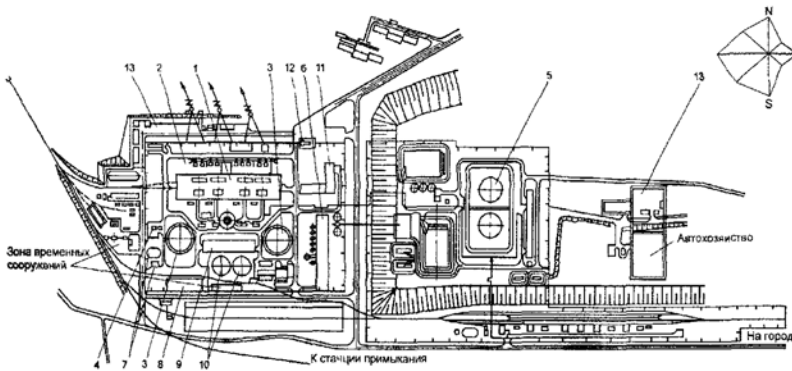


Рис. 1.2. Компоновка генерального плана газомазутной ТЭЦ: 1 – ГК с дымовой трубой; 2 – открытая установка трансформаторов; 3 – градирни башенные; 4 – газораспределительный пункт; 5 – мазутное хозяйство и очистные сооружения чистых и загрязненных стоков; 6 – ХВО и площадка осветителей; 7 – маслохозяйство; 8 – мастерские, склады, компрессорная; 9 – котельная, испарительная, насосная; 10 – баки-аккумуляторы; 11 – инженерно-бытовой корпус; 12 – проходная, столовая; 13 – зона временных сооружений

Обычно ТЭЦ сооружают на территории промышленного предприятия или города, в непосредственной близости от цехов, потребляющих тепловую энергию, или жилых массивов. Основной задачей при размещении зданий и сооружений ТЭЦ является выбор наиболее экономичных линий электропередачи и тепловых сетей, железных и автомобильных дорог, а также обеспечение возможности выделения в дальнейшем ТЭЦ в самостоятельное предприятие.

При разработке плана застройки промплощадки ТЭЦ необходимо предусматривать максимальное кооперирование с близлежащими предприятиями объектов железнодорожного транспорта, автомобильных дорог, жилого поселка, надземных и подземных коммуникаций, золоотвала, очистных сооружений.

В связи с тем, что на ТЭЦ циркуляционная вода в конденсаторы турбин подается обычно из градирен, вопрос о приближении ТЭЦ к берегу реки или пруда-охладителя не стоит так остро, как при проектировании площадки КЭС.

В качестве примера на рис. 1.2 рассмотрена компоновка генерального плана газомазутной ТЭЦ.

1.3. Эффективность компоновки генерального плана

При технико-экономической оценке генеральных планов ТЭС используют показатели, отражающие эффективность использования земельных угодий [12].

Коэффициент плотности застройки площадки определяют по выражению

$$K_{пл} = \frac{S_{зд,coop}}{S_{пл}} 100 \%,$$

где $S_{зд coop}$ – суммарная площадь, занимаемая зданиями и сооружениями ТЭС в пределах ограды площадки, га; $S_{пл}$ – площадь территории, отводимой для промышленной площадки ТЭС в пределах ограды, а также ОРУ, градирен, складов топлива, га.

Коэффициент съема продукции с 1 га площади, МВт/га,

$$K_{ср} = \frac{P_{уст}}{S_{пл}},$$

где $P_{уст}$ – установленная мощность станций, МВт.

Удельный показатель общего отвода земель, га/МВт,

$$S_{уд} = \frac{S_{об}}{P_{уст}},$$

где $S_{об}$ – **общая площадь**, занимаемая станцией, га.

$$S_{об} = S_{пл} + S_{нос} + S_{ex} + S_{ши} + S_{лэп},$$

здесь $S_{нос}$ – площадь жилого поселка, га; S_{ex} – площадь, занимаемая водохранилищем, га; $S_{ши}$ – площадь под золошлакоотвал (в расчете на пять лет), га; $S_{лэп}$ – занимаемая коридорами ЛЭП, га [12].

2. ВЫБОР ОСНОВНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС

2.1. Общие положения

Основным энергетическим оборудованием ТЭС являются парогенераторы, турбины и электрогенераторы. Исходя из полученного задания, при проектировании ТЭС должны быть выбраны: 1) число и тип паровых турбин; 2) начальные параметры пара; 3) структурная технологическая схема; 4) число и тип парогенераторов.

При решении этих вопросов следует стремиться к установке однотипного оборудования. На КЭС, как правило, всегда устанавливают только однотипное оборудование. Имеются исключения, когда при расширении уже действующих КЭС устанавливается новое более мощное и совершенное оборудование. При проектировании ТЭЦ это требование не может считаться обязательным. На ТЭЦ можно установить турбины ПТ с двумя регулируемыми отборами или турбины Т для покрытия сезонных тепловых нагрузок и турбины Р для покрытия круглогодичных нагрузок. Может оказаться, что применение разнотипного оборудования даст большой экономический эффект.

При выборе числа агрегатов следует стремиться к установке меньшего количества более мощных агрегатов, что приведет к сокращению сроков строительства, уменьшению капиталовложений, годовых эксплуатационных расходов на обслуживание и ремонт, а в отдельных случаях и затрат на топливо вследствие высокой экономичности мощных агрегатов, работающих на высоких начальных параметрах пара. Агрегаты на высокие параметры пара при прочих равных условиях будут стоить дороже, но будут потреблять меньше топлива.

2.2. Выбор структурной технологической схемы

При проектировании ТЭС в настоящее время применяются две схемы паропроводов, соединяющих котлы с турбинами.

Схема с переключающей магистралью предусматривает, что все котельные агрегаты работают параллельно и обеспечивают паром все устанавливаемые на ТЭС турбины. Такая схема требует наличия системы паропроводов с поперечными связями, обеспечивающими вывод из работы любого котельного агрегата и любой турбины. В этом случае возможна установка резервных котлов, которые могут вводиться в работу взамен любого из остановленных котлов.

Блочная схема предусматривает, что котельные агрегаты соединены только с определенной турбиной, которую они и обеспечивают паром. При этом установка резервных котлов исключается. В этом случае электростан-

ция состоит из группы независимых блоков. Блочная схема более проста, имеет минимальную длину паропроводов, минимальное количество арматуры, меньшую металлоемкость и соответственно, меньшую стоимость и повышенную надежность. Она допускает расширение станции с установкой блоков любой мощности на разные параметры пара. Блочная схема предъявляет повышенные требования к надежности работы всех элементов оборудования блока. На блочной ТЭС или в энергосистеме необходимо иметь резерв, равный или больший мощности крупного блока, установленного на станции.

Установка дубль-блоков (два котла по 50 % паропроизводительности каждый и одна турбина) допускается при сжигании низкосортных видов топлива (торф, сланцы), для которых по условиям их сжигания максимальная производительность котла ограничена до 500 т/ч. Кроме того, при соответствующем обосновании установка дубль-блоков может оказаться оправданной в небольших энергосистемах, где единичная мощность блока превышает 4 % установленной мощности системы.

Блочная схема является единственно возможной при наличии промежуточного перегрева пара.

Блочная схема требует соблюдения соответствия между расходом пара на турбину и паропроизводительностью котельных агрегатов, что имеет место на КЭС.

На ТЭЦ в большинстве случаев применение блочной схемы нецелесообразно. На ТЭЦ устанавливаются агрегаты с меньшей единичной мощностью на пониженные параметры пара, и не требуется вторичный перегрев. Это делает возможным применение более сложной, но более гибкой схемы с поперечными связями. На ТЭЦ в летнее время при пониженной тепловой нагрузке уменьшается расход пара на турбину, поэтому при наличии поперечных связей появляется возможность в этот период работать одним котлом на две турбины или двумя котлами на три турбины.

Таким образом, блочную схему обязательно применять на мощных КЭС с высокими и сверхвысокими параметрами пара и на ТЭЦ с мощными турбинами (250 МВт и более при любом виде топлива, 100 МВт и более – при газо-мазутном), где используют промежуточный перегрев пара. Для ТЭЦ без промежуточного перегрева предусматривают, как правило, поперечные связи по пару между агрегатами. Такое решение характерно для промышленных ТЭЦ, где обычно выбирают агрегаты с начальными параметрами пара 13 МПа и 555 °С без промежуточного перегрева.

2.3. Выбор паровых турбин для КЭС и ТЭЦ

Тип и мощность проектируемой электростанции определяется заданием на проектирование. Если в задании отсутствуют внешние тепловые нагрузки или они невелики и могут быть покрыты паром из нерегулируемых отборов турбин, то это КЭС, на которой должны устанавливаться конденса-

ционные турбины. Если заданы большие тепловые нагрузки в горячей воде или паре – это ТЭЦ, на которой должны устанавливаться теплофикационные турбины.

Тип и мощность устанавливаемых турбин должны обеспечивать необходимое соотношение электрического и теплового потребления. Параметры пара из отборов турбин или из противодавления должны соответствовать требованиям потребителей тепла, указанным в задании. На выбор типа и мощности турбин большое влияние оказывает связь проектируемой ТЭС с энергосистемой и перспективы расширения электростанции. Если такие перспективы имеются (это указывается в задании), то следует выбирать более мощные агрегаты, с тем чтобы после расширения ТЭС общее их число не превышало 5–6.

Выбор типа турбин для проектируемой ТЭС следует производить из числа турбин, указанных в ГОСТах, каталогах и справочной литературе [5, 7, 8].

2.4. Выбор парогенераторов для КЭС и ТЭЦ

Выбор параметров пара и количества парогенераторов определяется сделанным ранее выбором турбин и структурных технологических схем соединения основного теплоэнергетического оборудования электростанции. Единичная мощность парогенераторов выбирается на основании часового расхода пара.

При блочных схемах и соединении одного котла с турбиной производительность каждого котла должна определяться расходом пара на турбину при максимальной мощности блока с учетом собственных нужд и запасом до 3 %. Могут применяться и два котла на турбину (дубль-блок) на КЭС при сжигании низкосортного топлива, а также на блочных ТЭЦ, если преобладает промышленная паровая нагрузка.

На ТЭЦ с теплофикационными блоками при отказе одного из них оставшиеся в работе блоки (с учетом всех пиковых водогрейных котлов) должны обеспечить средний за наиболее холодный месяц отпуск тепла на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение.

При схемах с поперечными связями суммарная паропроизводительность всех котлов ТЭЦ должна быть на 8–10 % больше максимального расхода пара на турбины и редукционно-охладительную установку (РОУ) при максимальных электрической и тепловой нагрузках электростанции, т/ч,

$$D_{об} = (1,08 - 1,1)(zD + D_{РОУ})(1 + r_{CH}), \quad (2.1)$$

где z – число турбин; D – максимальный расход пара на турбину, т/ч; $D_{РОУ}$ – максимальный расход пара из котлов на РОУ т/ч; r_{CH} – поправка, учитывающая расход пара на собственные нужды и на покрытие утечек (обычно принимается равной 0,02–0,04).

Количество парогенераторов в этом случае может либо соответствовать количеству устанавливаемых турбин, либо быть больше за счет установки резервного котла.

Для ТЭЦ, не имеющих электрических связей с электроэнергетической системой (ЭЭС), выбор общей паропроизводительности и числа котлов производится по максимальному расходу пара при максимальной электрической и тепловой нагрузках с соблюдением условия, что при выходе из строя одного котла оставшиеся в работе котлы должны обеспечивать полную электрическую мощность станции, максимально длительную отдачу пара на технологические нужды, среднюю за наиболее холодный месяц в году отдачу тепла на отопление и среднесуточный расход тепла на санитарно-технические нужды. Для ТЭЦ, имеющих электрические связи с ЭЭС, выбор энергетических котлов производится исходя из тех же условий, но при этом допускается любое снижение электрической нагрузки установленных турбогенераторов.

Покрытие пиков теплофикационных нагрузок ТЭЦ может производиться либо за счет установки пиковых сетевых подогревателей, обогреваемых паром, поступающим через РОУ от котлов (при малых пиковых нагрузках), либо пиковыми водогрейными котлами (при больших пиковых нагрузках).

В первом случае суммарная паропроизводительность котлов, устанавливаемых на ТЭЦ, должна быть равна, т/ч,

$$D_{0\text{Б}} = (zD + D_{\text{РОУ}})(1 + r_{\text{СК}}), \quad (2.2)$$

где $D_{\text{РОУ}}$ определяется величиной пиковой тепловой нагрузки, составляющей разность между максимальным отпуском тепла в теплосеть и возможным покрытием ее паром из отборов турбин.

При выборе количества энергетических котлов для ТЭЦ необходимо проверить условия их работы в летнем режиме для выявления возможности проведения капитальных ремонтов котлов в теплый период.

Выбор типов котлов необходимо производить по действующим ГОСТам. Для выбора типа котла недостаточно знать его производительность и параметры пара, а необходимо иметь данные о роде и марке топлива, на котором он должен работать. Марка топлива указывается в задании на проектирование. В номенклатуре котлов, изготавливаемых отечественными заводами, имеются разные типы агрегатов, предназначенные для работы на газе, на газе и мазуте и на твердом топливе.

После решения вопроса о количестве котлов, производительности каждого из них, параметрах пара, зная марку топлива, на котором они будут работать, можно выбрать тип котла, предварительно решив вопрос о том, барабанные или прямоточные котлы следует устанавливать.

Выбор типа котла определяет его техническую характеристику, которая для расчетного топлива приведена в проспектах и каталогах [3, 5, 7].

Для электростанций среднего давления (до 3,9 МПа) следует устанавливать только барабанные котлы с естественной циркуляцией. Для электростанций высокого давления (на 8,8 и 12,7 МПа) могут применяться как барабанные, так и прямоточные котлы, а для электростанций на давление выше 17 МПа только прямоточные. Для ТЭЦ, при большом проценте добавочной воды, предпочтение следует отдавать барабанным котлам, особенно при плохом качестве исходной сырой воды. По этой же причине барабанные котлы применяют на КЭС, работающих на морской воде.

2.5. Выбор пиковых водогрейных котлов на ТЭЦ

При покрытии пиковых тепловых нагрузок пиковыми водогрейными котлами выбор паропроизводительности основных энергетических котлов нужно производить по формуле

$$D_{об} = zD(1 + r_{сн}), \quad (2.3)$$

а тепловую производительность пиковых водогрейных котлов, Гкал/ч, по формуле

$$Q_{об, пик} = Q_{об, max} - Q_{т, max}, \quad (2.4)$$

где $Q_{об, max}$ – максимальная тепловая нагрузка, Гкал/ч; $Q_{т, max}$ – тепловая нагрузка, покрываемая из отборов турбин, Гкал/ч.

3. КОМПОНОВКА ГЛАВНОГО КОРПУСА ТЭС

3.1. Объемно-планировочные решения главных корпусов

3.1.1. Строительная компоновка главных корпусов

Главный корпус (ГК) ТЭС в общем случае состоит из котельного, деаэраторного (или бункерно-деаэраторного) и турбинного отделений (КО, ДО или БДО и ТО) (рис 3.1)

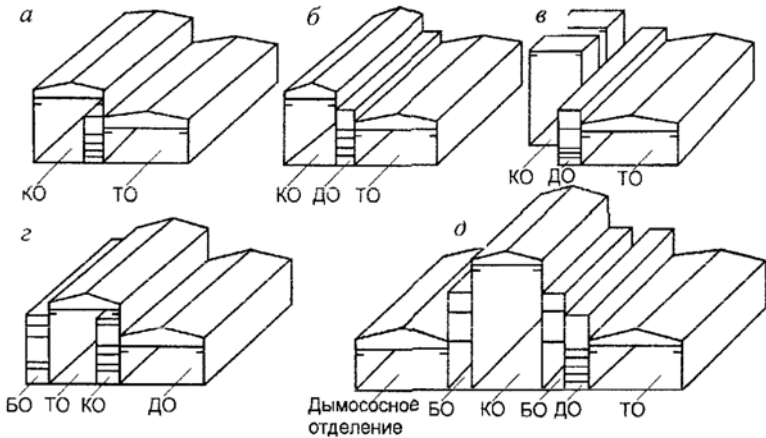


Рис 3.1 Примеры компоновок главного корпуса тепловых электростанций
 а – 2-пролетная со встроенной в КО деаэраторной этажеркой, б – 3-пролетная с ДО или БДО, продольно-сомкнутая; в – то же с разрывным «полуостровным» КО башенного типа, г – 3-пролетная со встроенной в КО деаэраторной этажеркой, д – 6-пролетная с двумя БО и закрытым отделением электрофильтров

Объемно-планировочные решения главного корпуса ТЭС определяются технологическим процессом и зависят от следующих факторов: вида топлива (твердое, жидкое, газообразное); способа доставки топлива (железнодорожный, автомобильный, водный, трубопроводный транспорт и т. д.); типа электростанции (КЭС или ТЭЦ); мощности, типа и количества котлов и турбоагрегатов; технологическая структура (блочная, не блочная), климатических условий района строительства.

Максимальная экономичность и индустриальность строительства, практика проектирования и эксплуатации определяют следующие требования к компоновке ГК:

- надежность, прочность и долговечность;
- удобство эксплуатации;
- экономичность и эстетичность.

Этим требованиям при проектировании главных корпусов (прежде всего требованию экономичности) отвечают следующие условия [12]:

- простота объемно-планировочного решения и уменьшение ступенчатости главного корпуса;
- простота планировочного решения и по возможности единая длина различных отделений;
- модульная разбивка пролетов, шагов колонн и высот этажей;
- расположение температурных швов на расстояниях, кратных длине технологической секции;
- установка тяжелого оборудования на пониженных отметках;
- возможность выполнения строительно-монтажных работ прогрессивными методами и ввода в эксплуатацию отдельными блоками;
- возможность расширения главного корпуса;
- обеспечение минимальных удельных площадей застройки и строительного объема здания ($\text{м}^2/\text{кВт}$ и $\text{м}^3/\text{кВт}$).

В главном корпусе ТЭС размещают основное и вспомогательное энергетическое оборудование.

ГК ТЭС в общем случае состоит из котельного отделения (КО), деаэрационного или бункерно-деаэрационного отделения (ДО или БДО) и турбинного отделения (ТО), а также включает регенеративные воздухоподогреватели (РВП), тягодутьевое оборудование и электрофильтры (ЭФ).

При разработке строительной компоновки ГК следует уделять особое внимание правильности решения КО, высота которого достигает 60–120 м. Выбор компоновки КО зависит от типа котла (П-образный, Т-образный, малогабаритный, подвесной (к собственному каркасу или к каркасу здания). Конструкции подвесных котлов являются перспективными: котел монтируют мостовыми кранами в закрытом помещении, можно устанавливать котлы разной производительности, каркас выполняют из унифицированных сборных конструкций.

Компоновка ТО зависит от типа турбоагрегата и его расположения, что, в свою очередь, связано с размерами ячейки котла. В отдельных случаях, при значительном превышении размеров ячейки турбоагрегата, принимается островное расположение КО.

БО и ДО размещаются на этажерках, и их компоновка определяется видом топлива, мощностью энергоблоков и характеристикой оборудования.

При раздельном БО и ДО улучшается компоновка оборудования пылеприготовления, но удлиняются газоходы. Совмещение БО и ДО в однопролетной этажерке обеспечивает компактную компоновку. В БДО располагают встроенные блочные щиты управления (БЩУ), иногда в пристройке к наружной стене ТО – выносные БЩУ.

Тягодутьевые устройства, компонуемые в ГК, состоят из дутьевых вентиляторов (ДВ) и дымососов (ДС). Согласно [1] следует предусматривать их открытую установку на ТЭС, работающих на газе и мазуте, во всех климатических районах. На ТЭС, работающих на твердом топливе, открытая установка ДВ и ДС допускается при температуре выше -28°C .

Открытую установку электрофильтров следует применять во всех климатических районах. Должна быть закрыта только их нижняя часть, где происходит смыв золы в каналы золоудаления, кроме того, необходимо устройство над ними не утепленного шатра. Иногда выполняют закрытую установку ЭФ.

Развитию компоновок ГК на всех этапах проектирования ТЭС, разработке типовых проектов придавалось большое значение.

3.1.2. Основные проекты главных корпусов КЭС

Серийный проект главного корпуса пылеугольной и газомазутной КЭС разработан в 1967–68 гг. и предусматривает установку в ГК блоков мощностью 200 и 300 МВт (рис. 3.2). Компоновка ГК принята с параллельным сомкнутым расположением ТО, БДО и КО. Независимо от вида топлива предусмотрена однопролетная эстажерка, в которой размещаются ДО и БО. Краны ТО грузоподъемностью ($2 \times 125/20$ т) обеспечивают подъем статоров генераторов. Над БО предусмотрен полукозловый кран для монтажа и ремонта циклонов и сепараторов.

Основные конструкции ГК – каркас, перекрытия, призматическая часть бункеров сырого угля, стеновое ограждение, фундаменты – выполнены из сборного железобетона. Подкрановые балки, фермы покрытия, каркас постоянных и временных торцов, ростверки под бункера и деаэраторы, бункера пыли – в металлических конструкциях.

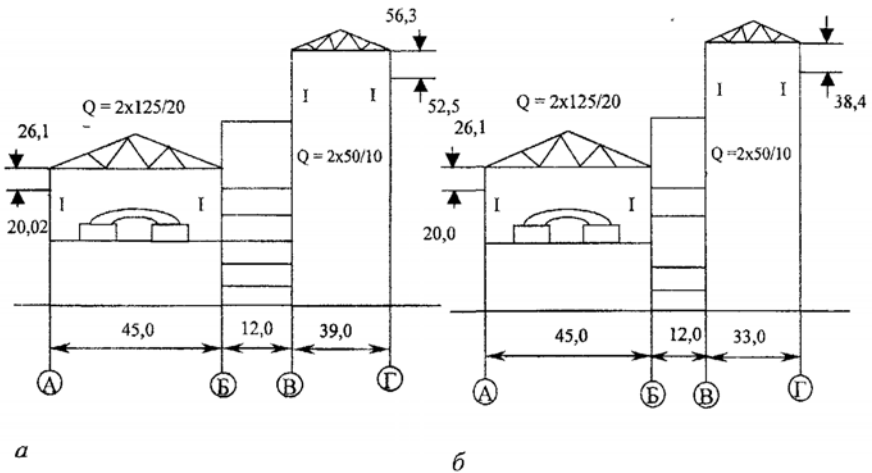


Рис. 3.2. Главный корпус пылеугольной (а) и газомазутной (б) КЭС по серийному проекту 67-68

В ГК КЭС с пылеугольными блоками 500 МВт (Экибастузская ГРЭС-1) турбоагрегаты расположены поперечно (рис. 3.3). Длина ячейки энергоблока 60 м. Против оси каждого блока устанавливают эркер для выемки ротора генератора. Предусмотрен 1 блочный щит управления на 2 блока и размещается в ДО. Центральный щит управления (ЦЩУ) расположен у постоянного торца ГК.

Особенностью компоновки КО является наличие встроенной этажерки, а также размещение мельниц и бункеров между котлами. Отделение регенеративных воздухоподогревателей представляет собой трехэтажную этажерку, на отметке 41,3 м проходят ленточные конвейеры топливоподачи. Каркас ГК выполняют металлическим, перекрытия – в сборном железобетоне. Стеновое и кровельное ограждение – панели из профильного стального листа.

Для обслуживания воздухоподогревателей предусмотрены мостовые краны грузоподъемностью 30/5 т.

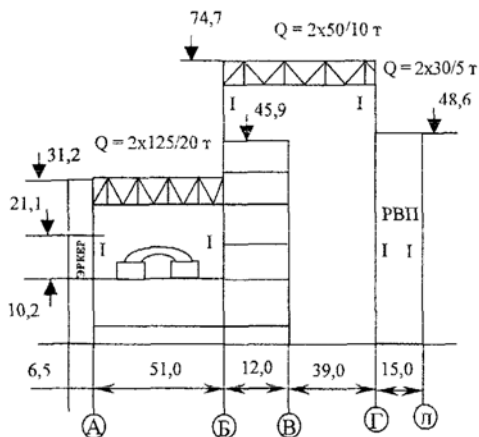


Рис 3.3. Главный корпус пылеугольной КЭС с блоками мощностью 500 МВт

ГК газомазутной КЭС с блоками 800 МВт состоит из ТО и ДО и примыкающих к нему башенных КО с размерами в плане 45х48 м, и высотой 82 м (рис. 3.4). Расположение КО островное, с разрывами 60 м между башнями. Протяженность основной секции 108 м, секций постоянного и временного торцов – по 36 м. Продольное расположение турбоагрегата и подвесная конструкция однокорпусных котлов предопределили особенности компоновки.

В КО котел подвешен к трем хребтовым балкам, расположенным симметрично относительно оси котла. В каждой башне установлено 2 мостовых крана (100/10 т), которыми осуществляется монтаж котла. В ДО на отметке

11,4 м размещаются БЩУ. Оперативная отметка обслуживания ТО и КО совпадают – 11,4 м. РУ собственных нужд 6 кВ выполнены в виде транспортного блочного устройства (УТБ) и размещены в ДО.

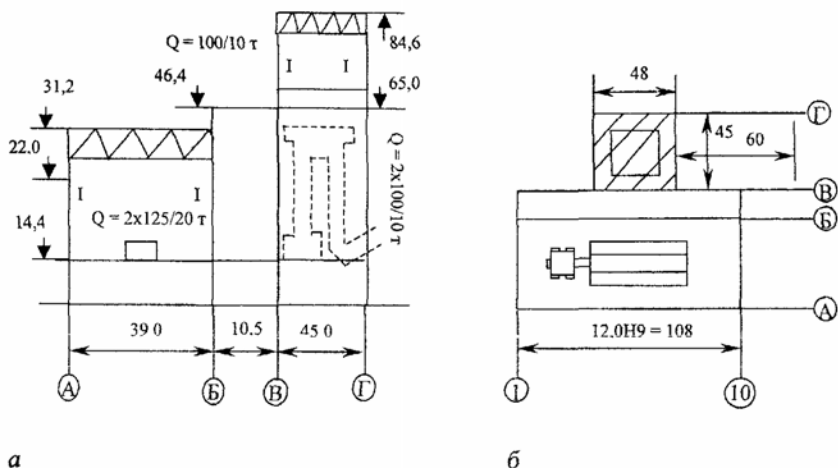


Рис. 3.4. Главный корпус газомазутной КЭС с блоками 800 МВт:
а – разрез ГК; б – план ГК

ГК пылеугольной КЭС с блоками 800 МВт (рис. 3.5, а) разработан применительно к ТЭС на углях КАТЭКа (Березовская ГРЭС-1). Котел Т-образной компоновки подвешивают к хребтовым балкам, опирающимся на каркас КО. Принятый вариант компоновки предусматривает размещение оборудования энергоблока в ячейке 72 м, создание продольных галерей топливоподдачи, выполнение совмещенных БДО. Шаг основных конструкций в продольном направлении 12 м. Вдоль ГК у ряда А со стороны ТО пристроены здания БЩУ, а со стороны помещения трубчатых подогревателей расположены ЭФ. Каркас ГК выполнен в металле.

ГК пылеугольной КЭС с блоками мощностью 800 МВт на каменных углях (Пермская ГРЭС) предусматривает установку шести котлов Т-образной компоновки, подвесных (рис. 3.5, б). Ячейка котла принята 39х84 м, ячейка турбоагрегата – 48х84 м. В ГК предусматривается два ввода топливоподдачи. БЩУ, кабельные полуэтажи, аккумуляторные батареи и бытовые помещения расположены в пристроенных зданиях у стены ТО. Продольное расположение турбоагрегата и подвеска котлов обусловили объемное решение ГК в виде разновысоких вытянутых параллелепипедов ТО, БДО, КО, БО и помещения РВП. Строительная секция включает по два энергетических блока.

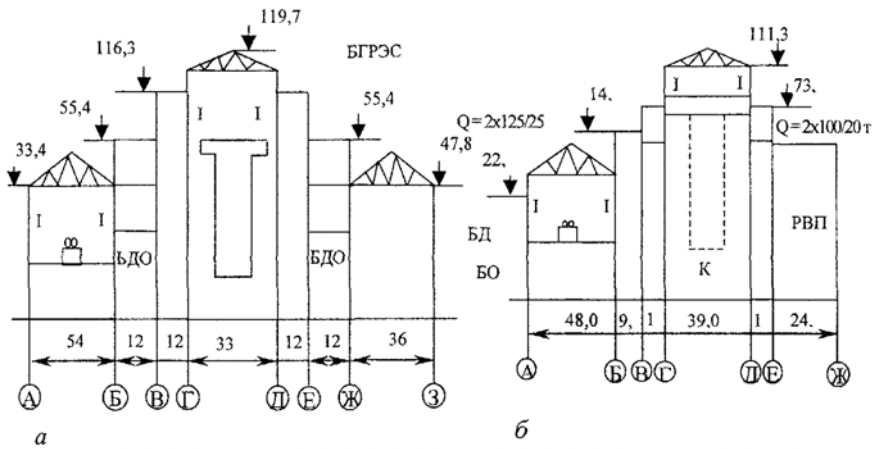


Рис. 3.5. Главные корпуса пылеугольных КЭС с боками 800 МВт:
а – Березовская ГРЭС-1; б – Пермская ГРЭС

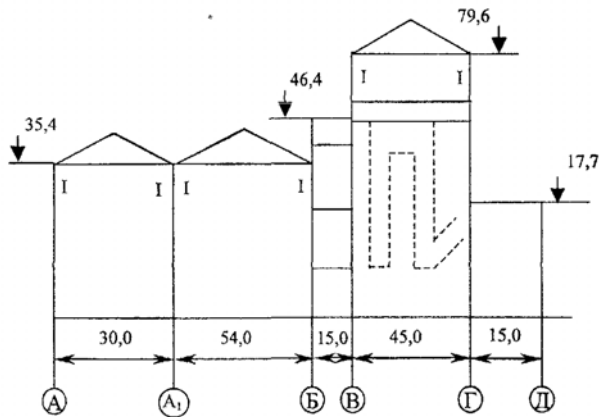


Рис. 3.6. Главный корпус Костромской ГРЭС. Блок мощностью 1 200 МВт

В ТО размещены турбоагрегаты, подогреватели высокого и низкого давления (ПВД и ПНД), питательные насосы (ПН), РУ СН. В БДО установлены мельницы, питатели сырого угля, ленточные конвейеры. В БО со стороны хвоста котла размещены мельницы, питатели сырого угля, бункера и ленточные конвейеры. За стеной ряда Е расположены РВП, ДС и горизонтальные ЭФ.

ГК газомазутной КЭС (Костромская ГРЭС) с блоками 1 200 МВт (рис. 3.6) имеет двухпролетное ТО и поперечную установку турбоагрегата. Газомазутный котел массой более 20 000 т подвешен на отметке 65,0 м к потолочному перекрытию, опирающемуся через хребтовые балки на колонны ГК по рядам В и Г. Длина в осях крайних подшипников составляет для турбоагрегата 800 МВт – 56 м, для турбоагрегата 1 200 МВт – 69 м.

Основными элементами потолочного перекрытия являются хребтовые балки, расположенные через 6 м и шарнирно опирающиеся на колонны или подхребтовые балки.

3.1.3. Основные проекты главных корпусов ТЭЦ

ГК пылеугольной ТЭЦ по серийному проекту 67-68 разработан для установки турбин разного типа мощностью 50 и 100 МВт и котлов производительностью от 320 до 480 т/ч (рис. 3.7). Компоновка принята с параллельным сомкнутым расположением ТО, БДО и КО. При пылеугольном топливе предусматривают стальную этажерку пролетом 6,65 м в КО. Машзал выполняют с подвальным помещением. Продольный шаг конструкций 12 м. Железобетонные конструкции каркаса ТЭЦ унифицированы с серийным проектом КЭС.

Проект ГК газомазутной ТЭЦ с малогабаритными котлами ТГМ-444 производительностью 500 т/ч экспериментально осуществлен на Ростовской ТЭЦ (рис. 3.8). ГК представляет собой бесподвальное однопролетное здание, в котором размещены четыре технологических блока. Принято продольное расположение турбоагрегатов ПТ-80 и Т-100. Шаг технологической ячейки 36 м. Применение малогабаритных котлов, укрупнение оборудования, упрощение технологических схем позволили упростить здание и свести к минимуму типоразмеры строительных конструкций. Весь ГК набирается из пяти типов строительно-технологических секций. Каркас ГК – стальной, для стен и кровельного покрытия приняты панели из профилированного стального листа и эффективного утеплителя.

Опыт строительства показал целесообразность поперечной установки турбоагрегатов в здании с пролетом 57 м при шаге технологической ячейки 24 м. В таком здании можно устанавливать также турбоагрегаты ПТ-135, Р-100 и Т-175 при продольном расположении в ячейке шириной соответственно 36 и 48 м с малогабаритными котлами производительностью 800 т/ч.

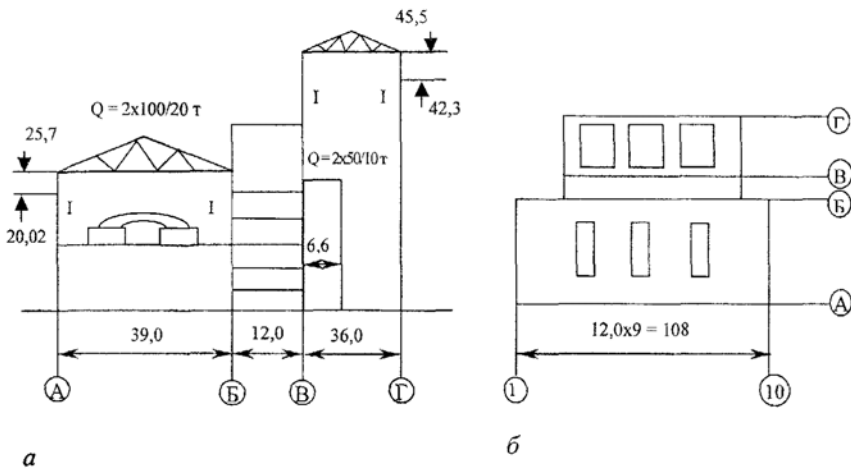


Рис. 3.7 Главный корпус пылеугольной ТЭЦ по серийному проекту 67-68:
а – разрез ГК; б – план ГК

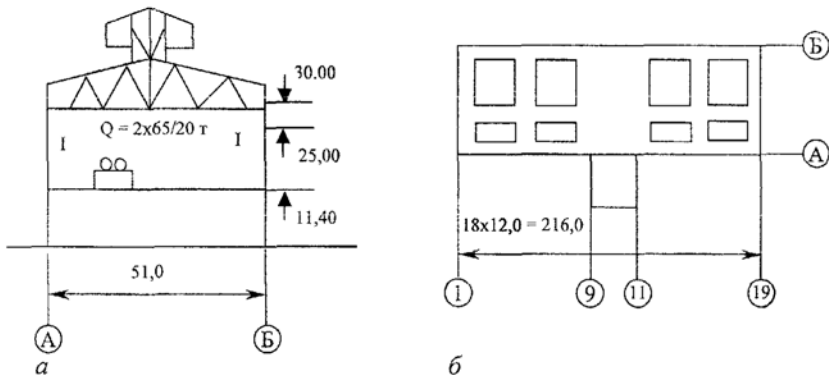


Рис. 3.8. Главный корпус Ростовской ТЭЦ-2: а – разрез ГК; б – план ГК

Однопролетный ГК можно сооружать и для ТЭЦ, работающих на твердом топливе. При этом к ряду Б ГК следует пристраивать бункерную этажерку пролетом 12 м. Этим достигается унификация компоновки ГК с малогабаритными котлами для всех видов топлива.

На примере Таллиннской ТЭЦ-2 впервые разработан серийный проект объединенного ГК газомазутной ТЭЦ (рис. 3.9). Особенностью этого проекта явилась высокая экономичность путем уменьшения габаритов корпуса и облегчения конструкции. Пролет деаэрационной этажерки сокращен с 12 м

до 7,5 м. Целесообразна поперечная установка турбоагрегатов ПТ-80 и Т-100. Габариты котельной предусматривают две модификации для установки обычных камерных котлов и малогабаритных котлов с вихревой топкой.

В проекте предусматривается блокировка ГК со зданием водогрейных котлов с химводоочисткой (ХВО), ремонтными мастерскими и служебно-бытовыми помещениями. Это сокращает длину коммуникаций, уменьшает территорию промплощадки и стоимость строительства.

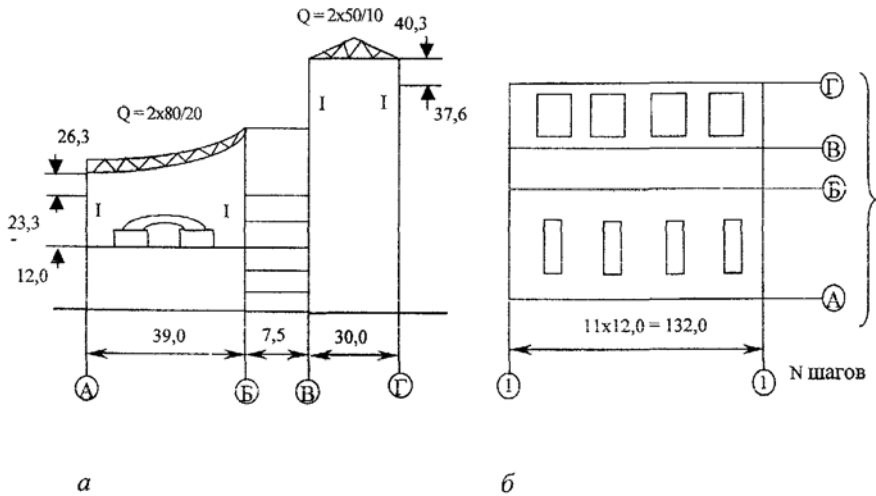


Рис. 3.9. Главный корпус Таллинской ТЭЦ-2: а – разрез ГК; б – план ГК

В основу серийного проекта ГК ТЭЦ ЗИГМ (заводского изготовления, газомазутной) положен принцип многократного применения строительно-технологических секций заводской готовности в любых сочетаниях (рис. 3.10) в расчете на установку турбин ПТ-60, ПТ-135, Т-100 Т-175, Р-100. Для турбин ПТ-60 и Т-100 с газомазутными котлами БКЗ-420-140. Ширина секций 24 м. Проект предусматривает максимальное укрупнение узлов в подготовленные к монтажу блоки. Реализован на Минской ТЭЦ-2. Здание ГК запроектировано без подвального помещения. Каркас принят стальной, кровельное покрытие выполнено из панелей с профилированным стальным листом, стены – из керамзитобетонных панелей. Основным конструктивным отличием проекта от ТЭЦ 67-68, Таллиннской ТЭЦ-2 и других является встройка ДО в котельную в отличие от обычно применяемой деаэрационной этажерки.

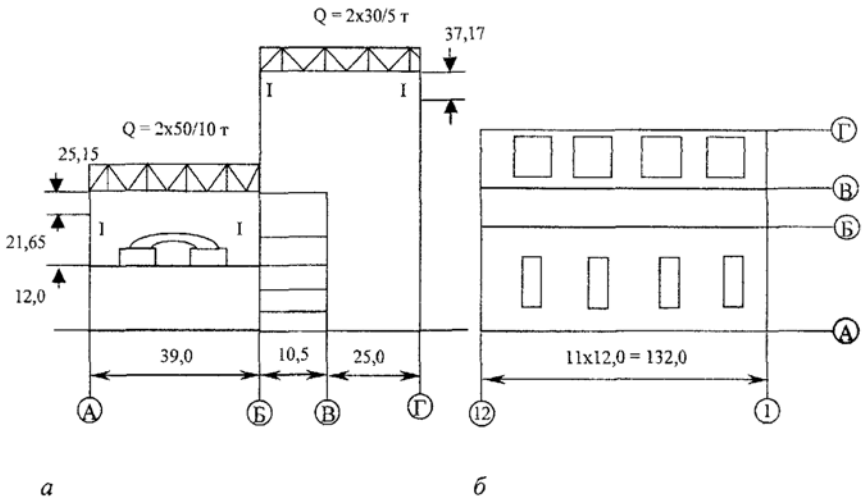


Рис. 3.10. Главный корпус гаомазутной ТЭЦ ЗИГМ: а – разрез ГК; б – план ГК

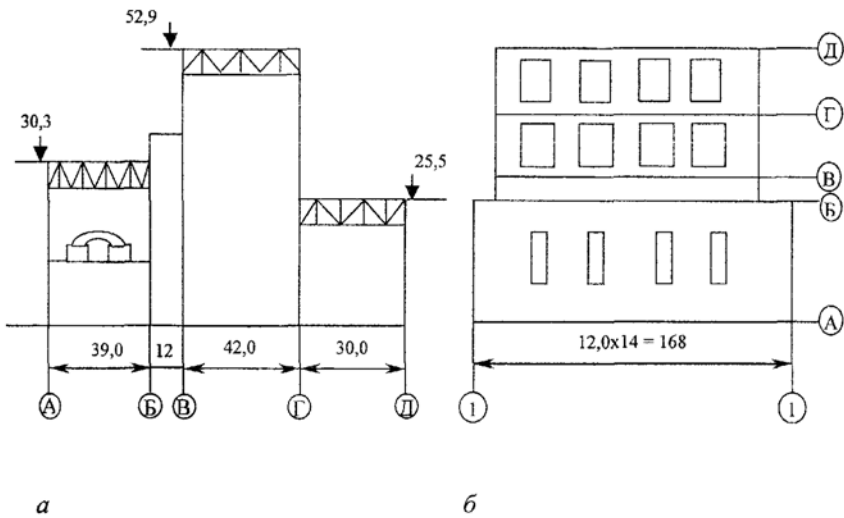


Рис. 3.11. Главный корпус пылеугольной ТЭЦ ЗИТТ: а – разрез ГК; б – план ГК

По аналогии с проектом ТЭЦ ЗИГМ в основу серийного проекта ТЭЦ ЗИТТ (заводского изготовления, на твердом топливе), см. рис. 3.11, положен принцип многократного применения строительно-технологических секций. Разработка проекта осложняется необходимостью применения котлов различных типов, отличающихся схемами пылеприготовления, а также отсутствием унифицированных решений котлов (для разных топлив). В качестве основного оборудования принят унифицированный котел БКЗ-420-140 и турбины ПТ-60,135, Т-110,175, Р-50,100. Для обеспечения ремонта котлов ширина ячейки 30 м.

В главном корпусе Киевской ТЭЦ-6 (рис. 3.12) установлены турбоагрегаты Т-250/300-240-2 и котлы производительностью 1 000 т/ч. ТО пролетом 54 м обслуживается кранами 125/20 т. ДО размещается на этажерке между ТО и КО. На отметке обслуживания 13,5 м размещают БЩУ и ЦЩУ. Деаэраторы устанавливают на отметке 26,1 м. Дымососное отделение располагают за наружной стеной КО. ДО обслуживается полукраном 30/5 т.

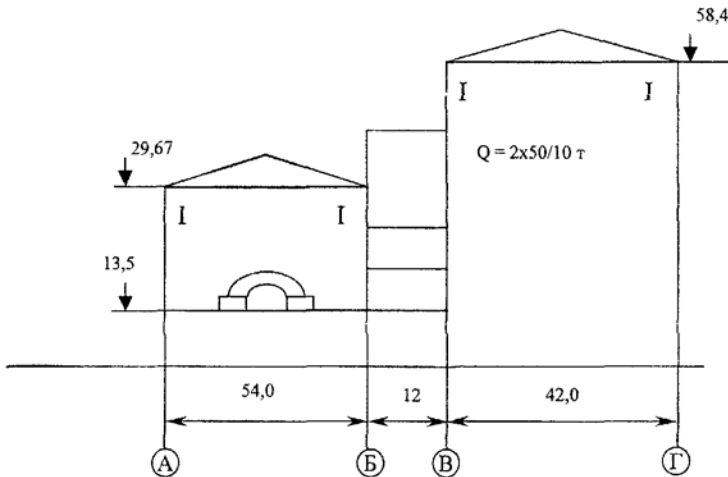


Рис. 3.12. Главный корпус газомазутной ТЭЦ с блоками 250 МВт (Киевская ТЭЦ-6)

Каркас ГК выполнен из брусковых конструкций, стеновые и кровельные панели – из профилированного стального листа.

Сопоставление технико-экономических показателей ГК газомазутных ТЭЦ с однородным основным оборудованием показало, что наиболее экономичными являются модернизация Ростовской ТЭЦ-2 и Таллиннской ТЭЦ-2.

3.2. Плановая компоновка главного корпуса

При разработке плановой компоновки главного корпуса, прежде всего, необходимо решить вопрос о количестве отделений и их взаимном расположении. Из опыта проектирования известно, что этот вопрос решается неоднозначно даже при одном и том же типе основного оборудования и виде топлива [1–3, 12–14]. Например, главные корпуса КЭС в зависимости от вида топлива, оборудования и климатических условий могут иметь от 2 до 6 отделений (см. рис. 3.1, *а–д*), а ТЭЦ – от 1 до 4 отделений. Взаимное расположение отделений главного корпуса может быть также различным: сомкнутое длинными сторонами (см. рис. 3.1, *а, б*), разрывное для некоторых отделений по отношению к другим (см. рис. 3.1, *в*). Общая тенденция в проектировании главных корпусов – сократить количество отделений или максимально их заблокировать. Но в любом случае необходимо учитывать конкретные условия и накопленный опыт проектирования и эксплуатации ТЭС [12, 14].

Плановая компоновка турбинного отделения (или машинного зала) зависит, прежде всего, от компоновки в нем турбоагрегатов, которые могут располагаться продольно или поперек турбинного отделения, а также под углом, зеркально и т. д. У каждой из этих компоновок есть свои достоинства и недостатки, но однозначного решения нет. Считается, что при критических и сверхкритических параметрах пара, когда стоимость главного паропровода становится решающим фактором, более выгодна поперечная компоновка, а при низких параметрах пара – продольная компоновка турбоагрегатов. Тем не менее, из-за ограничений технического характера (например из-за ограничения пролета турбинного отделения до 54 м) встречаются и другие компоновки. В частности, при мощности агрегатов свыше 500 МВт даже при сверхкритических параметрах пара применяют их продольное расположение в турбинном отделении [12–14]. Пример плановой компоновки главного корпуса приведен на рис. 3.13.

Для определения плановых и высотных размеров главного корпуса требуется установить габариты и массу основного и вспомогательного энергетического оборудования, условия их монтажа, эксплуатации и ремонта. Для заданного или принятого электромеханического оборудования (турбогенератор) необходимо подобрать соответствующее основное тепломеханическое оборудование – тип турбины и котла (парогенератора) и вспомогательное оборудование по справочникам [5, 7] или пользуясь указаниями из [15]. Для каждого вида оборудования необходимо определить основные габаритные (установочные) размеры, общую и монтажную массу наиболее тяжелого узла. Все эти данные приводятся в упорядоченной табличной форме с принятыми для дальнейшего расчета обозначениями и размерностями.

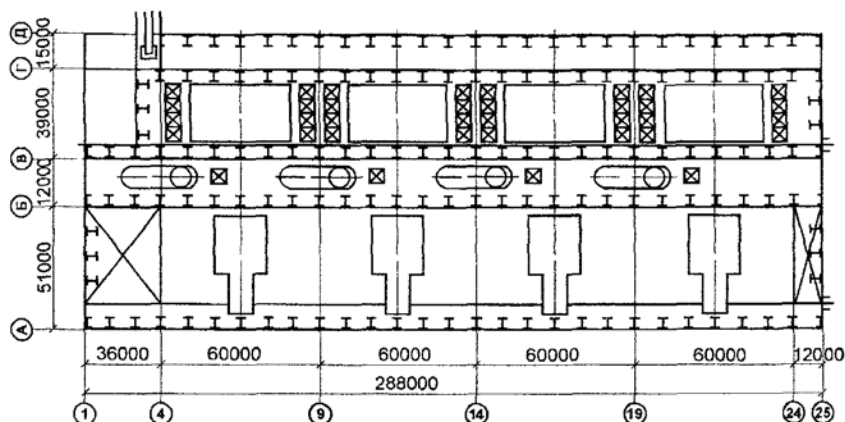


Рис 3.13 Пример плановой компоновки главного корпуса ТЭС

Размеры пролетов отделений главного корпуса можно принимать в соответствии с габаритами и компоновкой оборудования по проектам ТЭС с аналогичным типом оборудования или пользуясь приведенными ниже соотношениями, которые получены на основании анализа построенных электростанций.

Пролет турбинного отделения при продольном расположении турбоагрегата с подвесным конденсатором, м,

$$L_{TO} = (3-4) B_{\Phi}, \quad (3.1)$$

а при поперечном расположении агрегата

$$L_{TO} = L_{TA} + (7-10), \quad (3.2)$$

где B_{Φ} – ширина фундамента турбоагрегата, м (см. прил. 8); L_{TA} – длина турбоагрегата, м [7].

Пролет котельного отделения с котлами на газомазутном топливе, м,

$$L_{KO} = (1,3-1,5) D_K, \quad (3.3)$$

а с котлами на пылеугольном топливе

$$L_{KO} = (1,5-2,0) D_K, \quad (3.4)$$

где D_K – глубина котла, м [7].

Пролет деаэраторного отделения $L_{ДО}$ может изменяться от 9 до 15 м в зависимости от типа оборудования и компоновки помещений на этажах. Чаще всего $L_{ДО} = 12$ м, а на ТЭС при совмещенном бункерно-деаэраторном отделении может достигать 15 м.

Все пролеты отделений главного корпуса после их предварительного определения в соответствии с Единой модульной системой (ЕМС) в строительстве следует принять кратными 3 м (как исключение, разрешается принимать пролеты кратными 1,5 м).

В продольном направлении необходимо назначить шаг колонн B_K , который может быть 6 или 12 м, причем $B_K = 6$ м в настоящее время принимается только для маломощных ТЭС с агрегатами мощностью не более 100 МВт и в котельных отделениях КЭС с подвесными котлами.

При определении общей длины каждого отделения главного корпуса необходимо учитывать блочную компоновку станции, наличие монтажных площадок и устройство температурно-деформационных швов. Длина технологической секции $L_{ТС}$ при продольном расположении турбоагрегата определяется его длиной, а при поперечном – его шириной с учетом размещения вспомогательного оборудования, подвода циркуляционных трубопроводов к конденсаторам и их обслуживания. В любом случае длина технологической секции $L_{ТС}$ должна быть кратна шагу колонн B_K .

Количество и размеры монтажных площадок на различных ТЭС могут значительно отличаться из-за различного использования свободной площади в турбинном отделении на отметках пола и обслуживания турбоагрегатов. При продольном расположении турбоагрегатов длина монтажной площадки $L_{МП}$ может приниматься не менее $2 B_K$, а при поперечном – $L_{МП} = 0,5 L_{ТС}$ на каждые 4 агрегата.

Температурный шов необходимо устраивать в тех случаях, когда общая длина отделения превышает максимально допустимый размер по условиям температурных деформаций для заданного климатического района строительства [1]. Так, для основной территории европейской части России длина температурной секции не должна превышать 174 м при железобетонном каркасе и 216 м при металлическом каркасе. Если температурный шов необходим, то его надо совместить с границей технологической секции с учетом примыкания к данному отделению соседних с ним отделений главного корпуса.

Плановую компоновку главного корпуса требуется представить схематически на чертеже в масштабе 1:1 000–1:5 000, на котором указывают: продольные и поперечные координационные оси, расположение, размеры и привязка к осям основного оборудования, колонн, температурных швов, монтажных площадок, транспортных въездов и проездов, технологических и температурных секций.

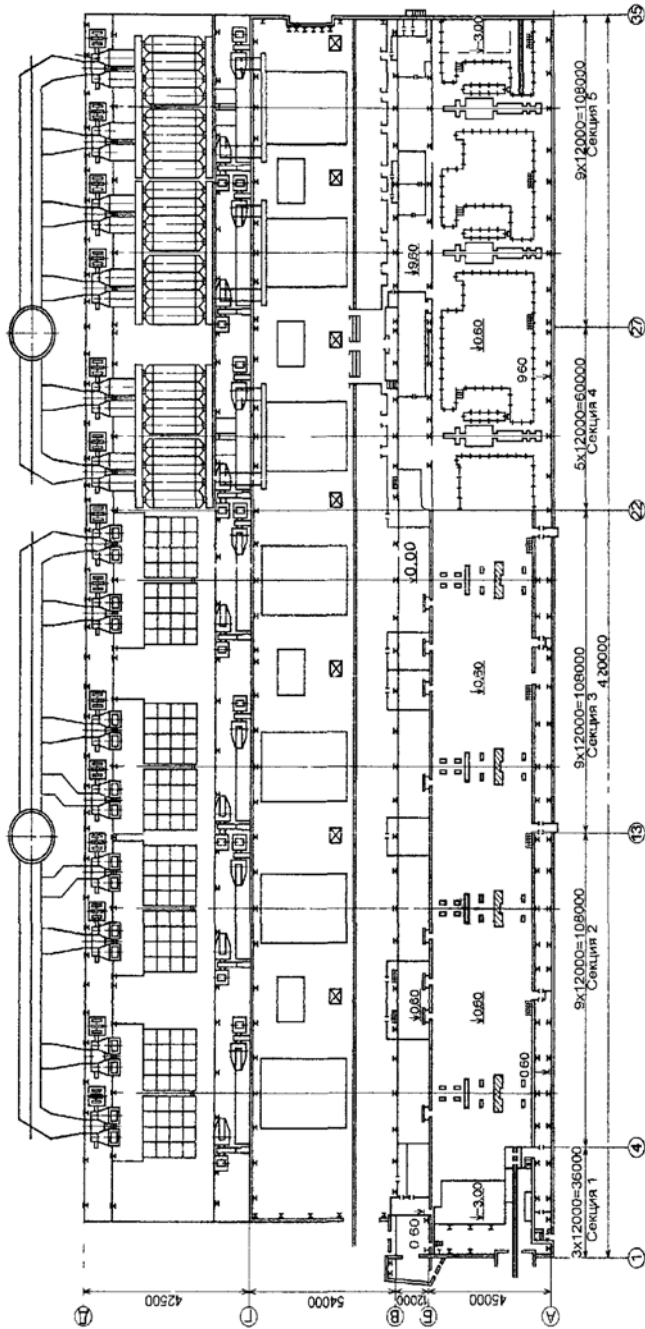


Рис 3 14 Главный корпус пылеугольной КЭС План

Компоновка главного корпуса пылеугольной КЭС с энергоблоками 300 МВт приведена на рис. 3.14. Турбогенераторы установлены поперек машинного зала турбиной со стороны парогенераторов, электрическим генератором – со стороны наружной стены машинного зала. Благодаря этому сокращаются длины трубопроводов пара свежего и промежуточного перегрева, а также длина комплектного экранированного токопровода от генераторов до повышающих трансформаторов, устанавливаемых у фасадной стены машинного зала, на открытом воздухе.

При сокращении общей длины машинного зала поперечная установка турбоагрегатов требует значительного увеличения пролета машинного зала – до 45 м (при продольной установке 30 м) при мощности энергоблоков 200–300 МВт.

Дальнейшее укрупнение энергоблоков, увеличивает пролет машинного зала сверх 45 м, делает затруднительным поперечное размещение турбоагрегатов. Так, при мощности энергоблока 500 МВт требуется пролет машинного зала 51 м. Для турбогенераторов 800 и 1 200 МВт требуются пролеты размером соответственно около 75 и 90 м, которые приходится делить промежуточными колоннами на два пролета размером до 45 м. Наличие промежуточного ряда колонн в машинном зале с принятым шагом 12 м затрудняет размещение оборудования, выполнение фундаментов под турбоагрегаты; при этом требуются два мостовых крана вместо одного. Продольное размещение столь крупных одновальных агрегатов приводит к зубчатой компоновке главного корпуса [13].

3.3. Высотная компоновка главного корпуса

Для каждого отделения главного корпуса высотная компоновка определяется, прежде всего, габаритами и размещением оборудования, условиями его монтажа и эксплуатации, а также выбором отметки пола по отношению к планировочной отметке. Учитывая большое разнообразие состава главных корпусов ТЭС, рассмотрим ниже примеры высотной компоновки только турбинного, котельного и деаэрационного отделений, как наиболее характерных для любых типов станций.

Специальные конструкции (подземное хозяйство, фундаменты под оборудование, передвижные торцевые стены и др.) приведены в [12].

3.3.1. Турбинное отделение

Определение отметки обслуживания турбоагрегатов. В зависимости от типа турбины и конденсатора турбинное отделение может быть выполнено с конденсационным подвалом или без него. Исходными размерами для высотной компоновки турбинного отделения являются высота фундамента турбоагрегата $H_{ф\text{ТА}}$ и заглубление его подошвы относительно отметки пола $H_{з\text{ф}}$ (см. прил. 8).

При наличии конденсационного подвала отметку его пола t_{Π} принимают на 3,0–4,2 м ниже планировочной отметки (0,00), а для бесподвального турбинного отделения в зависимости от геологических, гидрологических и других условий отметка пола может быть принята равной 0,00 м и ниже уровня планировки. Высоту фундамента турбоагрегата и его заглубление принимают по [12] или по данным прил. 8 в зависимости от типа турбины и типа конденсатора. Отметка обслуживания турбоагрегата, м,

$$H_{\text{обс}} = H_{\text{ф.т.а}} - H_{\text{з.ф}} - t_{\Pi}, \quad (3.5)$$

где все размеры и отметки в метрах.

Высота турбинного отделения над отметкой обслуживания определяется условиями монтажа и эксплуатации основного и вспомогательного оборудования: генератора, турбины и конденсатора, подогревателей высокого и низкого давлений.

После выбора кранового оборудования (см. гл. 4) необходимо установить габаритные размеры, которые потребуются для высотной и поперечной компоновки турбинного отделения (см. рис. 3.15, 4.1), высоту крана H_K , расстояние по высоте от головки рельса до максимального положения крюка основного подъема $h_{\text{кр}}$, высоту приближения крана к стропильным конструкциям a_1 , вынос моста крана за ось рельса B_2 , допустимое приближение моста крана к колонне, минимальное приближение крюка основного подъема к оси кранового рельса – l_1 и l_2 .

Определение высоты подъема, отметок головки рельса и подкрановой консоли. Необходимую расчетную высоту подъема над отметкой обслуживания определяют суммой высот наибольшего габарита оборудования (подогревателей высокого или низкого давления – ПВД или ПНД), стропов и запаса (рис. 3.15), м,

$$H_{\text{под}} = H_{\text{обс}} + H_{\text{стр}} + H_{\text{зап}}, \quad (3.6)$$

где $H_{\text{обс}}$ – максимальное значение из высот ПВД и ПНД, которые можно определить по [5,7]; $H_{\text{стр}}$ можно принять ориентировочно равным диаметру ПВД или ПНД; $H_{\text{зап}} = 0,5$ м.

Отметку головки рельса $H_{\text{г.р}}$ в общем случае определяют суммой отметки обслуживания $H_{\text{обс}}$, расчетной высоты подъема $H_{\text{под}}$ и расстояния по высоте от головки рельса до верхнего положения крюка основного подъема $h_{\text{кр}}$ и в первом приближении может быть вычислена, м,

$$H_{\text{г.р}}^* = H_{\text{обс}} + H_{\text{под}} + h_{\text{кр}}. \quad (3.7)$$

$$\begin{aligned} h_{пБ} &= (1/5-1/6) B_K && \text{при } B_K = 6 \text{ м;} \\ h_{пБ} &= (1/7-1/8) B_K && \text{при } B_K = 12 \text{ м,} \end{aligned}$$

Определение высоты колонны и предварительное назначение размеров ее сечения. Отметку верха колонн $H_{БК}$ определяют по отметке головки рельса, высоте крана H_K и допустимым приближением его к стропильным конструкциям a_I (см. рис. 3.15), м,

$$H_{БК} = H_{ГР} + H_K + a_I, \quad (3.10)$$

где $a_I = 0,01$ м.

По найденному значению отметку верха колонны окончательно принимают с учетом ЕМС как ближайшее большее значение, кратное 300 мм (или 150 мм).

Тогда высота верхней части колонны по отношению к отметке подкрановой консоли, м,

$$H_{вчК} = H_{БК} - H_{пК}, \quad (3.11)$$

высота нижней части колонны, м,

$$H_{нчК} = H_{пК} + t_{БК}, \quad (3.12)$$

где $t_{БК} = 0,6-1,0$ м – заглубление базы колонны ниже уровня пола.

Полная высота колонны, м,

$$H_K = h_{вчК} + H_{нчК}. \quad (3.13)$$

Высота сечения верхней части колонны $h_{БК}$ назначается в зависимости от шага колонн и грузоподъемности крана Q_K .

При шаге $B_K = 6$ м и Q_K до 125 т включительно, а также при шаге $B_K = 12$ м и Q_K до 100 т рекомендуется принимать высоту сечения верхней части колонны $h_{БК} = 500$ мм, а при больших грузоподъемностях кранов $h_{БК} = 750$ мм и более.

Привязка колонны к продольной оси a зависит от высоты сечения верхней части колонны $h_{БК}$. Рекомендуется при $h_{БК} = 500$ мм принимать $a = 250$ мм, а при $h_{БК} = 750$ мм – равным 500 мм. В практике проектирования главных корпусов ТЭС встречаются и нулевые привязки, т. е. $a = 0$ при различной высоте сечения верхней части колонны $h_{БК}$.

Высота сечения нижней части колонны, м,

$$h_{нК} = a + m_1 + \frac{a}{2}, \quad (3.14)$$

где m_1 — привязка оси подкрановой балки и рельса к оси колонны, $m_1 = B_2 + 0,075 + (h_{BK} - a)$; a — привязка колонны к продольной оси.

Принятые сечения колонны проверяют по условию прохода крана и условию жесткости колонны. Для свободного прохода крана должно соблюдаться соотношение, м

$$h_{HK} - h_{BK} - B_2 > 0,075 \quad (3.15)$$

где B_2 — вынос моста крана.

Условие жесткости для верхней и нижней частей колонны

$$\frac{h_{BK}}{h_{BK}} > \frac{1}{12} \text{ и } \frac{h_{HK}}{h_{HK}} > \frac{1}{22} \quad (3.16)$$

Если не выполняется условие свободного прохода крана (3.15), то необходимо увеличить размер привязки оси подкрановой балки m_1 , а если не выполняется условие жесткости (3.16), то следует назначить большую высоту сечения

После окончательного выбора размеров сечения колонны и привязок к ним осей подкрановых балок слева m_1 и справа m_2 можно определить требуемый пролет крана, м,

$$L_K = L_{TO} - (m_1 - m_2), \quad (3.17)$$

где $m_2 \geq B_2 + 0,075$.

3.3.2. Котельное отделение

Исходными размерами для высотной компоновки котельного отделения (рис. 3.16) являются высота котлоагрегата (отметка его верха в установленном состоянии), принимаемая по [5, 7], и отметка пола, которая, как правило, всегда равна планировочной отметке или просто условному нулю (0,00).

В котельном отделении весь объем ремонтных работ осуществляется во внутреннем пространстве котла и в прилегающих к нему с внешней стороны ремонтных зонах таким образом, что перемещать грузы или элементы над самим котлоагрегатом не требуется. Поэтому превышение мостовых кранов в котельном отделении принимается по условиям безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов. В соответствии с этими требованиями применительно к котельным агрегатам (в зависимости от их конструкции) расстояние от отметки площадки обслуживания на верху котла до низа моста крана должно быть не менее 2 100 мм, а расстояние от верха любой выступающей части котла (барабана, коллектора или арматуры) до крюка крана в его самом верхнем положении должно быть не менее 400 мм

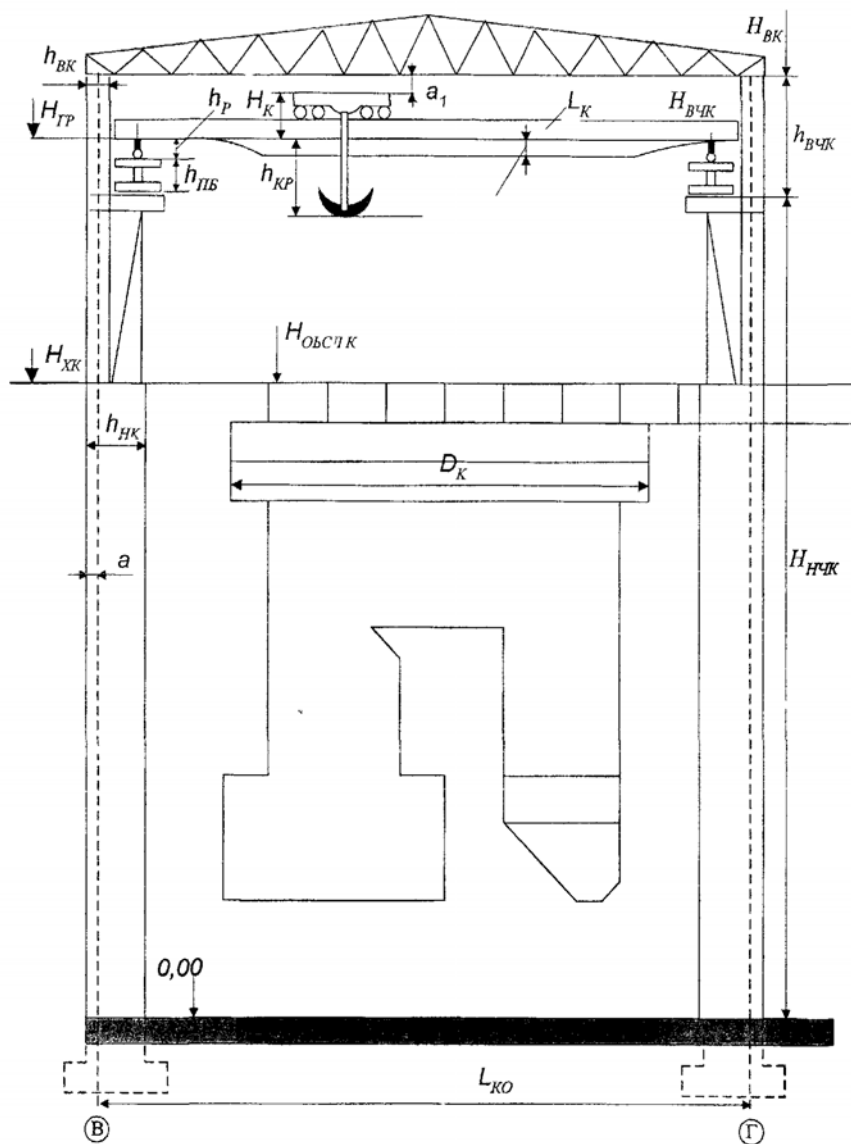


Рис 3 17 Высотная компоновка КО с подвесным котлом

В случае применения подвесных котлов (рис. 3.17), которые крепятся к мощным хребтовым балкам, опирающимся на консоли колонн котельного отделения, отметку головки рельса необходимо определить с учетом высоты этих балок, м,

$$H_{ГР}^* - H_{ОБСК} - H_{ПОД} - H_{ХБ} - 0,5 \geq 2,1, \quad (3.19)$$

где $H_{ПОД}$ — высота подвесок котла, $H_{ХБ}$ — высота хребтовых балок, принимаемые по [12].

Отметка подкрановой консоли определяется так же, как и в турбинном отделении, м,

$$H_{ПК}^* = H_{ГР}^* - h_p - h_{НБ}, \quad (3.20)$$

а затем аналогично уточняется и отметка головки рельса по (3.9). Отметка консолей колонн для опирания хребтовых балок подвесных котлов определяется по отметке верха котла H_K , высоте подвесок $H_{ПОД}$ и самих хребтовых балок $H_{ХБ}$

$$H_{ХК} = H_K - H_{ХБ}$$

или

$$H_{ХК} = H_{ОБСК} + H_{ПОД}.$$

Высоту и размеры сечения колонн котельного отделения определяют и проверяют по условиям жесткости и свободного прохода кранов так же, как и для турбинного отделения. После окончательного выбора размеров сечений колонн аналогично определяют пролет крана L_K . Следует иметь в виду, что при относительно высоких колоннах котельного отделения и небольших нагрузках (котлоагрегаты с собственным опорным каркасом) по технико-экономическим соображениям часто применяют двухветвевые колонны (см. прил. 12).

3.3.3. Деаэраторное и бункерное отделения

Деаэраторное отделение входит в состав главного корпуса практически каждой электростанции (на ТЭС на твердом топливе часто встречается совмещенное бункерно-деаэраторное отделение). На рис. 3.18 приведены примеры компоновки деаэраторного отделения для газомазутной ТЭЦ, ДО, встроенного в котельное отделение и совмещенного бункерно-деаэраторного отделения (а, б, в соответственно). Исходными данными для высотной компоновки деаэраторного отделения являются: отметка пола 1-го этажа, количество этажей, отметка перекрытия деаэраторного помещения и габариты деаэратора.

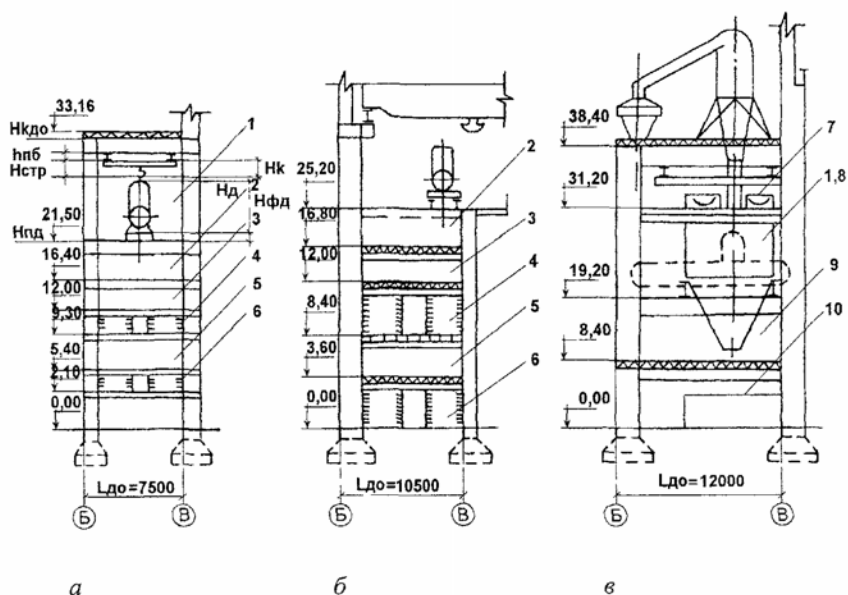


Рис 3.18. Примеры компоновки деаэраторных отделений ТЭС

Чаще всего применяется 5-этажная компоновка деаэраторного отделения, но принцип высотной компоновки сохраняется общий.

Отметка пола 1-го этажа, как правило, совпадает с отметкой пола котельного отделения на ТЭС. На этой отметке располагаются помещения кабелей 6. На отметке обслуживания турбоагрегата обычно располагается помещение БЩУ 3, а под ним помещения кабелей 4 и РУ СН 5. Над БЩУ 3 находится трубопроводный коридор 2, а над ним помещение деаэраторов 1. На твердотопливных станциях деаэраторы 1 располагаются на одной отметке с бункерами угля и угольной пыли 8, над которыми проходят ленточные транспортеры 7, а на отметке пола устанавливается углеразмольное оборудование 10.

Отметка перекрытия под деаэратор, с одной стороны, определяется высотой помещения БЩУ (в свету 4–5 м) и условием размещения трубопроводов, связывающих котельное отделение с турбинным, а также высотой конструкций перекрытия над ними. С другой стороны, отметка установки деаэратора обосновывается сложным термодинамическим расчетом его превышения относительно питательного насоса. В учебном проектировании эта отметка может быть принята без расчета по аналогам ДО станций с таким же тепломеханическим оборудованием. Высота деаэраторного помещения определяется габаритами деаэратора и условиями его обслуживания подвесным краном (см. рис. 3.19).

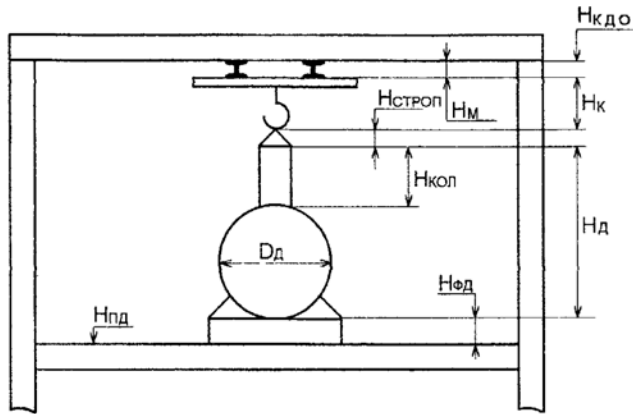


Рис 3 19 Высотная компоновка деаэрационного отделения

При этом отметка низа стропильных конструкций или верха колонны, м,

$$H_{KDO} = H_{ПД} + H_{ФД} + H_{Д} + H_{СТР} + H_{К} + h_{ПБ}, \quad (3.21)$$

где $H_{ПД}$ — отметка перекрытия под деаэратор; $H_{ФД}$ — высота фундаментной рамы деаэратора; $H_{Д}$ — высота деаэратора, которая определяется по [5, 7]; $H_{К}$ — высота крана от верхнего положения крюка до низа подвесных монорельсов; $H_{СТР}$ — высота стропов, принимается равной диаметру колонки деаэратора; $H_{М}$ — высота подвесных монорельсов.

Учитывая, что колонны деаэрационного отделения несут наибольшую нагрузку по сравнению с другими отделениями, их сечения принимают сплошными, высоту сечений постоянной и большей, чем для колонн турбинного отделения, но не меньшей, чем для колонн котельного отделения. Для опирания подкрановой балки со стороны турбинного отделения обычно предусматривают соответствующую консоль на колонне деаэрационного отделения или отдельную, стоящую рядом крановую колонну.

3.3.4. Выбор стропильных конструкций и назначение размеров сечений колонн и ригелей каркаса главного корпуса ТЭС

Главные корпуса практически всех ТЭС являются зданиями каркасного типа. Каркас здания, воспринимающий нагрузки от собственной массы конструкций, технологического и кранового оборудования, атмосферных и тем-

пературных воздействий, может выполняться из железобетона, смешанным или стальным. При этом стены отделений выполняют только функции ограждения, обеспечивая требуемый температурно-влажностный режим.

Основой несущего каркаса является система плоских поперечных рам, расположенных вдоль здания с шагом B_K и состоящих из колонн, ферм покрытий и ригелей междуэтажных перекрытий. Плоские поперечные рамы, в свою очередь, в продольном направлении связаны между собой конструкциями покрытий, стеновым ограждением, продольными распорками и связями между колоннами и фермами.

Если тип стропильных конструкций не задан, то можно принимать любые фермы и балки, подходящие для данных пролетов. При этом следует иметь в виду, что по технико-экономическим соображениям максимальный пролет для железобетонных ферм ограничен 36 м, стальных ферм – до 54 м. Наиболее эффективной является конструкция покрытия из унифицированных стальных ферм и комплексных кровельных панелей из стального профилированного настила серии УМК-0,2, предназначенных для крупноблочного монтажа [12], но могут применяться и одиночные фермы.

Выбрав схему и конструкцию фермы и покрытия, необходимо определить ее основные размеры: пролет l_ϕ , высоту фермы в середине пролета $h_{\phi CP}$ и на опоре $h_{\phi ОП}$, уклон верхнего пояса i (см. прил. 11).

Как для колонн, так и для ригелей деаэрационного и других отделений главного корпуса сечения должны назначаться в соответствии с усилиями в элементах каркаса от действующих нагрузок, которые не определены. Поэтому в курсовом проекте достаточно выбрать тип соединения ригелей с колоннами и предварительно назначить форму и размеры сечений колонн и ригелей с учетом рекомендаций ЕМС и опыта проектирования аналогичных электростанций [12], см. прил. 12.

Наиболее рациональной как для стальных, так и для железобетонных колонн и ригелей является двутавровая форма сечения (рис. 3.20). Однако для нижних частей колонн, воспринимающих большую крановую нагрузку, целесообразно применять сечение в виде составного двутавра, в котором полкой может быть лист, швеллер, сварной или прокатный двутавр, в том числе широкополочный (см. рис. 3.20).

Конструктивные схемы каркасов главных корпусов достаточно многообразны и определяются габаритами и расположением основного и вспомогательного оборудования, спецификой его работы и характеризуются в связи с этим большими пролетами и большой высотой отделений.

Компоновка главного корпуса пылеугольной ТЭС с энергоблоками 300 МВт представлена на рис. 3.21. Компоновка характеризуется поперечным размещением турбоагрегатов в машинном зале с совмещением бункерного и деаэрационного отделений в одном промежуточном помещении. Электрофильтры и дымососы устанавливают на открытом воздухе, на уровне земли.

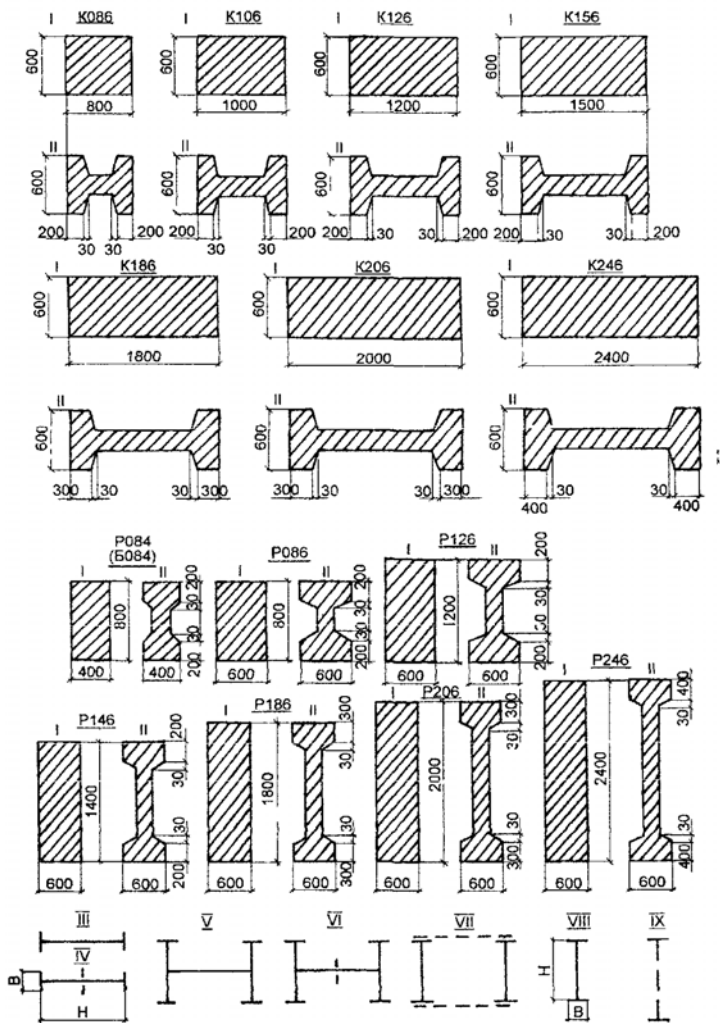


Рис. 3.20. Типовые сечения колонн и ригелей каркаса ГК

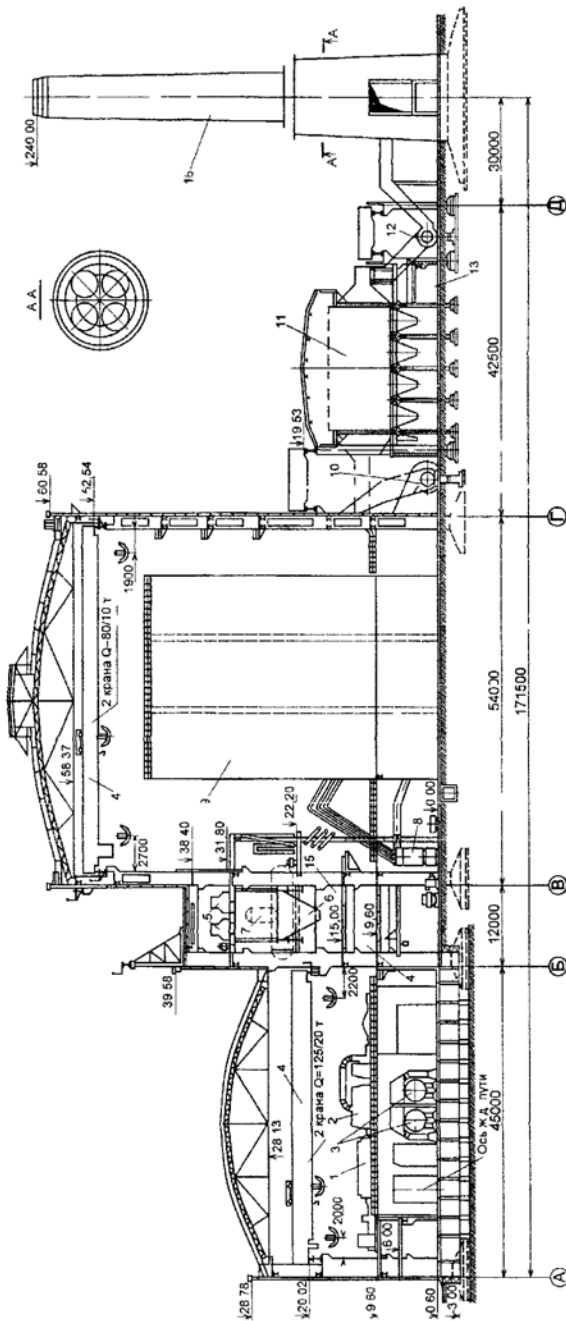


Рис 3.21 Компоновка главного корпуса пылеугольной КЭС с блоками 300 МВт 1 – генератор, 2 – турбоагрегат, 3 – конденсатор, 4 – краны, 5 – конвейеры, 6 – бункер сырого угля, 7 – деаэратор, 8 – молотковая мельница, 9 – котел, 10 – дутьевой вентилятор, 11 – электрофильтр, 12 – дымосос, 13 – электрощит, 14 – блочный щит управления, 15 – РУ СН 6 и 0,4 кВ, 16 – дымовая труба

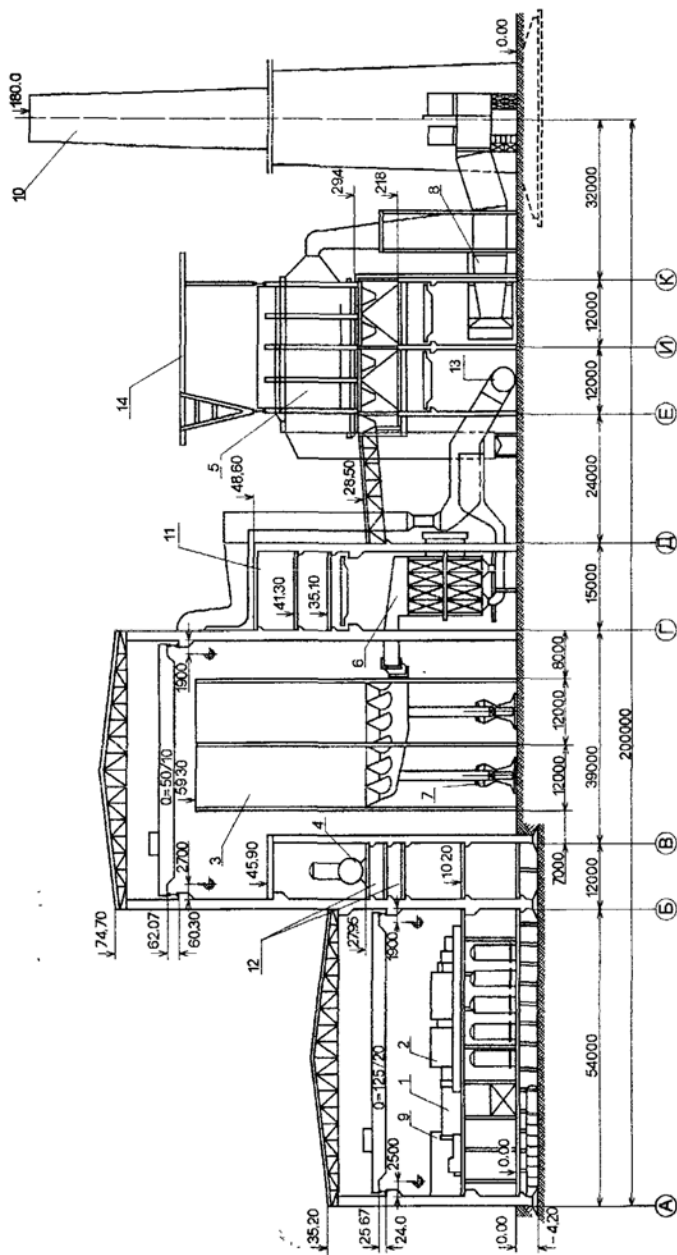


Рис. 3.22. Главный корпус Экибастузской ГРЭС-1 с блоками 300 МВт: 1 – генератор; 2 – турбогенератор; 3 – парогенератор; 4 – деаэрактор; 5 – электрофильтр; 6 – регенеративный воздухоподогреватель; 7 – мельницы; 8 – дымосос; 9 – РУ СН; 10 – дымовая труба; 11 – помещение ленточных конвейеров; 12 – трубопроводный коридор; 13 – устьевой вентильатор; 14 – козловой кран

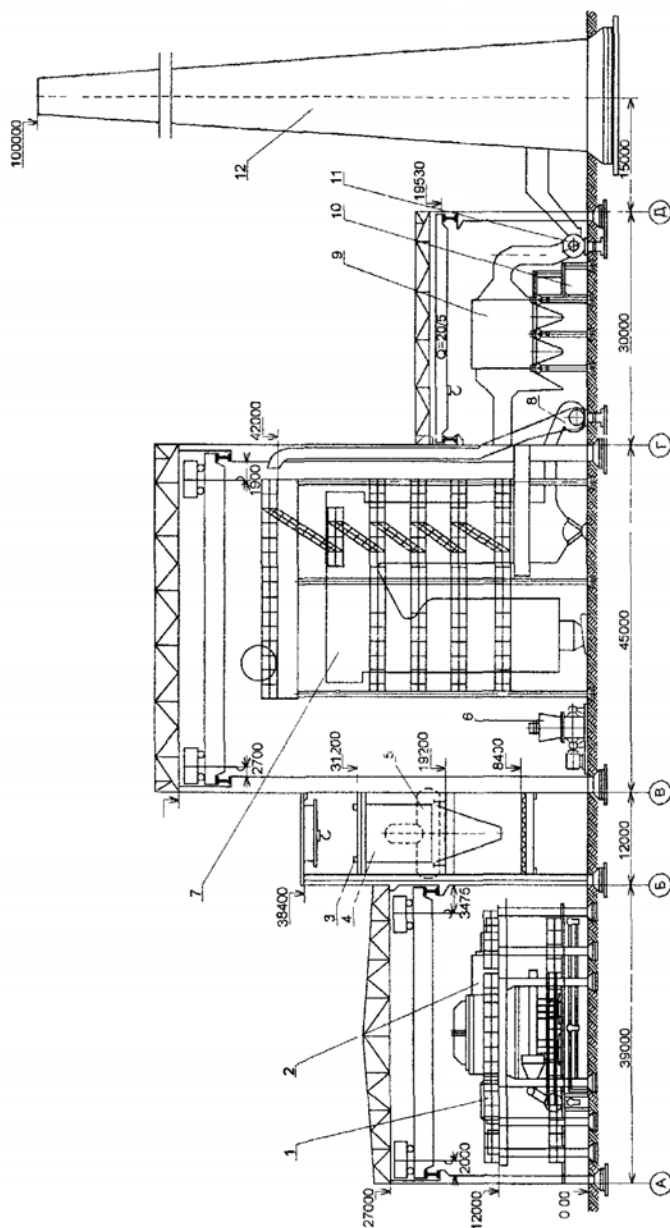


Рис. 3.23. Компоновка главного корпуса блочной ТЭЦ с энергоблоками 220 МВт: 1 – генератор, 2 – турбоагрегат, 3 – конвейеры; 4 – БДО; 5 – деаэрактор; 6 – молотковая мельница; 7 – парогенератор, 8 – дутьевой вентилятор, 9 – электрофильтр; 10 – электрошок; 11 – дымосос; 12 – дымовая труба

Дальнейшее укрупнение энергоблоков увеличивает пролет машинного зала при поперечной установке турбоагрегатов сверх 45 м.

На рис. 3.22 показан главный корпус Экибастузской ГРЭС-1. Подземная часть ГК запроектирована в монолитном железобетоне: фундаменты здания выполняют сборными, а фундаменты под оборудование – сборными и сборно-монолитными. В турбинном и деаэрационном отделениях по всей площади устраивают силовой пол в виде сплошной железобетонной плиты. Каракас ГК выполняют металлическим. Перекрытия – междуэтажные и над конденсационным подвалом – в сборном железобетоне. Стеновое и кровельное ограждения – панели из профилированного стального листа.

Компоновка главного корпуса блочной ТЭЦ с энергоблоками 220 МВт приведена на рис. 3.23. В пролете парогенератора, перед его фронтом установлены молотковые мельницы. РУ СН 6 и 0,4 кВ размещены в бункерно-деаэрационном отделении на уровне пола конденсационного этажа машинного зала. В бункерно-деаэрационном отделении размещаются бункера сырого угля, ленточные транспортеры, деаэраторы и другое вспомогательное оборудование.

Пролеты турбинного отделения, бункерно-деаэрационного и парогенераторного помещения равны соответственно 39,0; 12; и 45 м. Дутьевые вентиляторы, дымососы и электрофилтры размещаются в закрытом помещении.

4. ВЫБОР КРАНОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ГЛАВНОГО КОРПУСА

4.1. Выбор количества и грузоподъемности кранов в турбинном, котельном и деаэрационном отделениях

В главном корпусе электростанции краны предусматривают для монтажа и ремонта оборудования и по характеру работы относят к кранам легкового режима работы.

Количество и грузоподъемность кранов в турбинном отделении выбирают исходя из максимальной массы монтажных узлов турбоагрегата (ротора и статора), а также общего количества обслуживаемых агрегатов. Учитывая, что стоимость мостовых кранов большой грузоподъемности достаточно высокая, часто для подъема ротора применяют два спаренных крана меньшей грузоподъемности с общей траверсой, а для монтажа статора иногда предусматривают специальный портал козлового типа над каждым турбогенератором. Поэтому к выбору грузоподъемности и количества кранов турбинного отделения следует подходить в каждом конкретном случае индивидуально.

В котельном отделении в отличие от турбинного отделения условия монтажа и ремонта котлоагрегатов не требуют кранов большой грузоподъемности. Как правило, в котельном отделении устанавливают два крана для монтажа и обслуживания котлоагрегатов и другого оборудования. При этом в качестве основного грузоподъемного механизма принимают мостовой кран с грузоподъемностью, соответствующей наибольшей монтажной массе оборудования в котельном отделении.

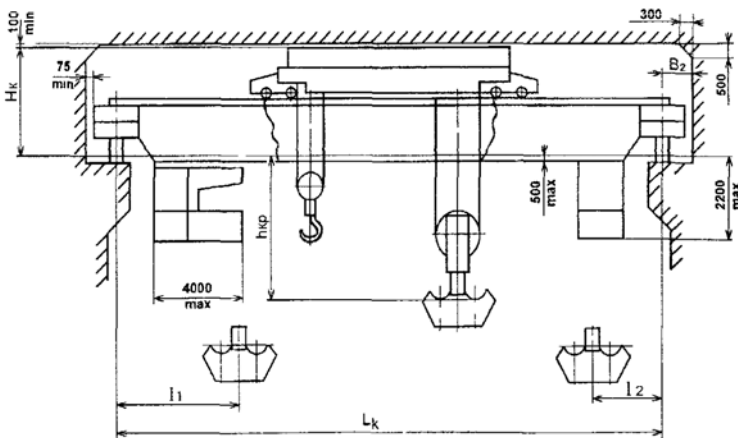


Рис. 4.1 Схема для определения основных параметров мостовых кранов

В бункерно-деаэрационном отделении устанавливают подвесной кран на монорельсах. Над бункерным отделением пылеугольных ТЭС предусмотрен полукозловой кран для монтажа и ремонта циклонов и сепараторов.

Грузоподъемность и габаритные размеры кранового оборудования главных корпусов ТЭС приведены в [6] и в прил. 9 в соответствии с рис. 4.1.

В сооружениях главного корпуса ТЭС применяют унифицированные подкрановые балки пролетом 12 м под мостовые краны грузоподъемностью от 10 до 250 т и полукозловые грузоподъемностью 20–35 т [12]. Крепление подкрановой балки к колонне выполняют податливым, позволяющим балке поворачиваться на опоре. Крепление подкрановых рельсов к балке предусмотрено на прижимных планках и болтах, позволяющих производить рихтовку рельса. Для полукозловых кранов рекомендуются рельсы типа КР-70, а для мостовых типов – Р-43, КР-70, КР-80, КР-100 и КР-120 в зависимости от грузоподъемности крана.

Для обслуживания подкрановых путей предусмотрены специальные лестницы с ближайших перекрытий.

4.2. Выбор электродвигателей для привода механизмов мостовых кранов

Номинальную мощность электродвигателя, кВт, выбирают по условию

$$P_{НОМ} > k_3 P_{РАСЧ}, \quad (4.1)$$

где k_3 – коэффициент запаса, $k_3 = 1,1–1,15$; $P_{РАСЧ}$ – расчетная нагрузка на валу механизма, кВт.

Для механизмов главного и вспомогательного подъемов крана, кВт,

$$P_{РАСЧ} = \frac{(G + G_0)v}{1000\eta}, \quad (4.2)$$

где G – номинальный вес поднимаемого груза, Н; G_0 – вес грузозахватывающих приспособлений, Н; $G_0 = 3600–6000$ Н; v – скорость подъема, м/с; $v = 0,07–0,08$ м/с; η – КПД блоков, $\eta = 0,94–0,96$.

Для механизмов горизонтального перемещения (моста или тележки), кВт,

$$P_{РАСЧ} = \frac{k(G + G_1)(\mu r + f)v_1}{1000R\eta}, \quad (4.3)$$

где G – номинальный вес перемещаемого груза, Н; G_1 – собственный вес перемещаемого механизма (моста, тележки), Н; f – коэффициент трения качения (0,05 – для обработанных колес); v_1 – скорость перемещения, (0,62 м/с –

для моста и 0,42 м/с – для тележки); R – радиус колеса, см (25–30 см – для моста и 15–20 см – для тележки); r – радиус шейки вала колеса, см (5 см – для моста и 3 см – для тележки); k – коэффициент, учитывающий трение реборд колеса о рельсы, $k = 1,05–1,1$; μ – коэффициент трения скольжения, 0,07–0,1 – для подшипников скольжения; 0,005–0,02 – для шариковых или роликовых подшипников, 0,15–0,2 – для бандажей (по рельсам), η – КПД передачи (редуктора), $\eta = 0,9–0,94$.

Для привода крановых механизмов в соответствии с ГОСТ 185-70 применяют асинхронные двигатели с фазным ротором, с $U_{ном} = 380$ В и $\cos \varphi = 0,7$ следующих номинальных мощностей, кВт,

серия МТФ и МТКФ: 1,4; 2,2; 3,5; 5,0; 7,5; 11; 15; 22; 30,
серия МТН: 3,0; 4,5; 7,0; 11; 15; 22; 30; 55; 75; 95; 118; 100; 125; 160 –
применяются в металлургических производствах.

Электроприводы крановых механизмов работают в повторно-кратковременном режиме S_3 с относительной продолжительностью включения ПВ = 40 %. Номинальные значения мощности двигателей, рассчитанных на повторно-кратковременные режимы, указываются для стандартных значений ПВ. 25, 40 и 60 %. Пересчет номинального значения мощности двигателя при повторно-кратковременных режимах работы на номинальную мощность, кВт, при ПВ_{СТ} = 100 % производится по формуле

$$P_{ПВСТ\ ном} = P_{ПВ\ ном} \sqrt{\left(\frac{ПВ}{ПВ_{СТ}} \right)}, \quad (4.4)$$

где $P_{ПВ\ ном}$, $P_{ПВСТ\ ном}$ – номинальные значения мощности двигателя при действительной относительной продолжительности включения ПВ и при ее значении ПВ_{СТ} = 100 %.

В курсовом проекте выбирают электродвигатели главного и вспомогательного подъемов, механизма передвижения моста (два двигателя) и механизма передвижения тележки. Основные параметры выбранных двигателей приводят в таблице.

4.3. Расчет троллейных линий в турбинном и котельном отделениях

Троллейные линии предназначены для питания с помощью скользящих или катящихся токосъемников передвижных подъемно-транспортных устройств (кранов, тельферов и т. п.), применяемых в турбинном, котельном и бункерно-деаэрационном отделениях главного корпуса. Выполняют троллейные линии (троллеи) из профилированной стали (угловой, полосовой), из алюминиевых шин, часто применяют комплектный троллейный шинопровод

типа ШТМ. Сечения троллейных линий выбирают по нагреву длительным током нагрузки и проверяют на допустимую потерю напряжения в момент пика нагрузки. Суммарная допустимая потеря напряжения от распределительного шкафа до двигателя крана, находящегося в самой удаленной точке троллеев, как правило, не должна превышать 12 %. Эта потеря напряжения в сетях 380 В складывается из потери напряжения в питающей кабельной линии ($\Delta U_{KL} = 4-5 \%$), в троллеях ($\Delta U_{Tr} = 4-5 \%$) и в распределительных сетях крана ($\Delta U_{KP} = 12 \%$) [9].

При работе нескольких кранов на одной троллейной линии следует учитывать малую вероятность их одновременной работы на удаленном конце троллеев, поэтому можно принимать расчетную длину троллейной линии L_P с коэффициентом 0,8 при двух кранах на линии. Иначе говоря, если L_ϕ – фактическая длина троллейной линии (длина ТО или КО), то $L_P = 0,8 L_\phi$.

Питание к троллеям может подводиться отдельной линией от РУ СН или от ближайшего РШ или двумя линиями от разных источников питания. На вводе к троллейным линиям устанавливают коммутационный аппарат, чаще всего рубильник с ящиком. В местах секционирования троллеев оставляют изоляционный зазор не менее 50 мм, который перекрываясь токосъемником, не вызывает перерыва в электроснабжении крана. Подвод питания следует предусматривать по возможности в середине длины троллеев, при условии, что потеря напряжения в питающей линии не превысит допустимого значения.

Троллей мостовых кранов в главном корпусе разбивают на рабочие и ремонтные участки.

Расчет электрических нагрузок для выбора троллейных линий рекомендуется выполнять методом коэффициента максимума [9]. В прил. 13 приведены допустимые токовые нагрузки на троллеи из стальных профилей и подпиточные алюминиевые шины, применяемые для питания электроприводов крановых механизмов.

Расчетная максимальная нагрузка двигателей крана, кВт,

$$P_{PM} = K_M P_{CP}, \quad (4.5)$$

где K_M – коэффициент максимума, для кранов с числом двигателей $3 < n_d < 6$ $K_M = 1,9-2,4$; P_{CP} – средняя нагрузка крана за наиболее загруженную смену, кВт.

Средняя нагрузка кранов определяется, кВт,

$$P_{CP} = K_H P_{OБД}, \quad (4.6)$$

где K_H – коэффициент использования по активной мощности, для кранов $K_H = 0,15-0,2$; $P_{OБД}$ – суммарная мощность группы двигателей крана (двух кранов), приведенная по формуле (4.4) к ПВт=100 %, кВт.

Расчетный максимальный ток для группы электродвигателей крана, А,

$$I_{PM} = \frac{P_p}{\sqrt{3}U_{НОМ} \cos \varphi}, \quad (4.7)$$

где $U_{НОМ}$ – номинальное напряжение, $U_{НОМ} = 0,38$ кВ; $\cos \varphi$ – коэффициент мощности, для крановых электродвигателей $\cos \varphi = 0,7$.

Пиковый ток группы электроприемников троллейной линии, А,

$$I_{ПИК} = NI_{ПМАХ} + (I_{PM} - K_H I_{НОММАХ}), \quad (4.8)$$

где N – число кранов, обслуживающих ТО или КО станции; $I_{ПМАХ}$ – наибольший из пусковых токов двигателей в группе у одного крана, при кратности перегрузки $k_P = 2,5-3$ пусковой ток асинхронного двигателя с фазным ротором $I_{ПМАХ} = (2,5-3) I_{НОММАХ}$; $I_{НОММАХ}$ – номинальный ток двигателя с наибольшим пусковым током, приведенный к длительному режиму работы с $P_B = 100\%$, $I_{НОМ} = \frac{P_{ПВСТНОМ}}{1,73U_{НОМ} \cos \varphi}$; K_H – коэффициент использования, характерный для двигателя, имеющего наибольший пусковой ток, $K_H = 0,15$;

При определении потери напряжения в троллейной линии расчетные и пиковые токи определяют отдельно для питающей троллеи линии и для каждого плеча троллеев с учетом схемы подвода питания. Расчет троллейных линий на потерю напряжения следует производить при наиболее неблагоприятном расположении кранов по длине отделения.

Потеря напряжения в троллеях, В,

$$\Delta U_T = \frac{\Delta e I_{ПИК} L_P}{10000}, \quad (4.9)$$

где Δe – потеря напряжения на 100 А пикового тока и 100 м длины троллея, В/(А·м), см. прил. 13; L_P – длина троллеев в один конец от точки подключения питающей линии, м.

При большой протяженности троллейных линий и значительной электрической нагрузке на троллеи может оказаться, что потеря напряжения на них выше допустимой величины. В этом случае необходимо предусмотреть меры, необходимые для снижения потери напряжения: увеличить сечение троллеев, изменить схему питания троллейной линии, переноса точку подключения питающей сети ближе к середине длины троллеев, или секционировать троллеи с отдельным питанием секций; применить подпитку троллеев с помощью алюминиевых шин, прокладываемых параллельно каждому троллею с присоединением к троллеям через каждые 1,5 м.

При расчете потери напряжения в троллейной линии переменного тока с подпиткой потерей напряжения в самих стальных троллеях пренебрегают, определяя только потерю напряжения в подпиточных алюминиевых шинах, %,

$$\Delta U_{пш} = \frac{I_{пик} \rho L_p 100 \sqrt{3}}{FU}, \quad (4.10)$$

где ρ – удельное электрическое сопротивление материала шины (для алюминия $\rho = 0,033$ мкОм·м); L_p – длина плеча троллеев в один конец от точки подключения питания, м; F – сечение подпиточной шины, мм², U – линейное напряжение сети, В.

Формула (4.10) применяется для расстояния между фазами троллейной линии, равного 250 мм. Если это расстояние равно 450 мм, то потерю напряжения, полученную по (4.10), следует увеличить на 10 % в связи с тем, что с увеличением расстояния между фазами возрастает индуктивность троллейной линии.

Для выполнения троллейных линий, как правило, применяют угловую сталь с размерами сечения 50х50х5 мм. При необходимости увеличения сечения угловую сталь большего сечения не используют, а выполняют подпитку алюминиевыми шинами. В некоторых случаях применяют подпиточный кабель, прокладываемый вдоль троллеев в виде шлейфа. Кабельная подпитка безиндукционная и дает экономию алюминия на 25 %. Однако стоимость самого кабеля выше стоимости шины, и поэтому кабельную подпитку применяют в основном при значительных длинах троллейных линий и относительно небольшом расчетном токе.

Теоретически наивыгоднейшее сечение питающей кабельной линии для троллея определяют из соотношения

$$K = \frac{\Delta U_{доп}}{0,001(L_{пл} + L_{тр})I_{пик}}, \quad (4.11)$$

где $\Delta U_{доп}$ – допустимая потеря напряжения в сетях 380 В, которая складывается из потери напряжения в питающей линии и троллеях, т. е. $\Delta U_{доп} = 8-10$ %; $L_{пл}$ – длина питающей кабельной линии, м; $L_{тр} = L_p$ – расчетная длина троллейной линии, м.

Значение K для линий, выполненных проводами и кабелями с алюминиевыми жилами при $\cos \varphi = 0,6-0,7$ и $U_{ном} = 380$ В принимается по табл. П13.3.

5. ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ГАЗОВОЗДУШНОГО ТРАКТА

5.1. Дутьевые вентиляторы и дымососы

Характеристики дымососов и дутьевых вентиляторов выбирают с учетом запасов против расчетных величин: по производительности – 5 и по напору – 10 %.

Для котлов производительностью до 500 т/ч, а также для каждого котла дубль-блоков устанавливают один дымосос и один дутьевой вентилятор. При установке двух вентиляторов и дымососов производительность каждого должна быть 50 % общей производительности.

Расход воздуха, засасываемого дутьевым вентилятором, м³/ч, при максимально длительной производительности котлоагрегата определяется по формуле

$$V_B = \frac{1,05 \alpha V_B^0 B_{\text{час}} (t_B + 273)}{273}, \quad (5.1)$$

где α – коэффициент избытка воздуха, при сжигании твердого топлива принимается равным 1,2–1,6, при сжигании жидкого и газообразного топлива – 1,05–1,15; V_B^0 – теоретически необходимый расход воздуха для полного сгорания 1 кг топлива, м³/кг; $B_{\text{час}}$ – часовой расход топлива при максимально длительной нагрузке котла, кг/ч; t_B – температура воздуха на всасе в дутьевой вентилятор, которую принимают равной 30 °С.

Теоретически необходимый расход воздуха для сжигания 1 кг твердого топлива определяют по его элементарному составу

$$V_B^0 = 0,0889(C^p + 0,375 S^p) + 0,265 H^p - 0,0333 O^p, \quad (5.2)$$

где C^p , S^p , H^p , O^p – показатели элементарного состава используемого топлива на рабочую массу, %, которые рассчитываются по [5].

Расчетный расход топлива на работу котла, т/ч, определяют по формуле

$$B_{\text{час}} = \frac{D(i_D - i_{\text{пв}})}{Q_{H/P} \eta_{\text{БР}}}, \quad (5.3)$$

где D – номинальная производительность котла, т/ч; i_D – теплосодержание перегретого пара, ккал/кг; $i_{\text{пв}}$ – теплосодержание питательной воды, ккал/кг; $Q_{H/P}$ – низшая удельная теплота сгорания рабочей массы, ккал/кг; $\eta_{\text{БР}}$ – КПД котлоагрегата.

Выбор дымососов производится исходя из величины расхода уходящих газов при максимально длительной нагрузке котла, м³/ч,

$$V_r = \frac{1,05[V_r^0 + (\alpha_{vX} - 1)V_B^0]B_{\text{час}}(t_d + 273)}{273}, \quad (5.4)$$

где V_r^0 – теоретическое количество уходящих газов в расчете на 1 кг топлива при его полном сгорании, м³/кг; α_{vX} – коэффициент избытка воздуха в уходящих газах (принимается равным 1,15–1,25), $B_{\text{час}}$ – часовой расход топлива на котлоагрегат, кг/ч; t_d – температура дымовых газов перед дымососом (принимают равной 120–150 °С).

Теоретическое количество уходящих газов при сжигании 1 кг топлива можно определить по упрощенной формуле С. Корницкого

$$V_r^0 = (0,6\alpha_r + 1,11) \frac{(Q_{H/P} + 6W^P)}{1000} + 0,0124W^P, \quad (5.5)$$

где α_r – коэффициент избытка воздуха в топке (для твердого топлива принимают равным 1,2–1,25, для жидкого и газообразного – 1,05–1,1); W^P – содержание влаги в рабочей массе топлива, %.

Необходимый напор дутьевых вентиляторов ориентировочно можно принять равным 3–7 кПа, а для дымососов – 2–4 кПа. Технические характеристики тягодутьевых устройств приведены в [5, 7].

5.2. Золоулавливание и золоудаление

Для очистки дымовых газов от летучей золы применяют золоулавливающие аппараты. По принципу действия они подразделяются на следующие:

- а) механические инерционные сухие (циклоны, батарейные циклоны);
- б) механические инерционные мокрые (центробежные скрубберы – ЦС ВТИ, мокروطковые скрубберы – МП ВТИ);
- в) электростатические (электрофильтры с горизонтальным и вертикальным ходом газов).

Наибольшее распространение на электростанциях получило улавливание летучей золы с помощью электрофильтров, которые выполняют с вертикальным и горизонтальным ходом газов. По числу расположенных по ходу газов электрических полей их выполняют одно- двух- трех- и четырехполюсными.

Электрофильтры рекомендуется устанавливать с котлоагрегатами паропроизводительностью 420 т/ч и выше. Они обеспечивают степень очистки дымовых газов до 96–98 %. Для особо тщательной очистки дымовых газов (98–99 %) используют комбинированные золоуловители, при этом грубая очистка газов происходит в батарейном циклоне, а окончательная, тонкая – в электрофильтре.

Технические характеристики золоулавливающих аппаратов приведены в [5, 7].

В курсовом проекте выбирают тип золоулавливающего аппарата и рассчитывают количество летучей золы, выбрасываемой в атмосферу. Выбор типа золоуловителя определяют дисперсным составом и физическими свойствами золы, количеством улавливаемой золы, степенью очистки газов, производительностью парогенераторов, санитарными нормами и т. д.

Расход летучей золы, поступающей в золоуловитель, кг/ч, зависит от расхода, вида и способа сжигания топлива и определяется по формуле

$$M_{з\text{ вх}} = 0,01 B_{\text{час}} \alpha_{\text{ун}} \left(A^p + q_4 \frac{Q_{\text{н/р}}}{32,7} \right), \quad (5.6)$$

где $\alpha_{\text{ун}}$ – доля золы в недожоге и уносе, % зависит от вида топлива и способа его сжигания, принимается по [10]; A^p – зольность топлива на рабочую массу, %; q_4 – потери тепла с механическим недожогом, %, для средних и крупных котлоагрегатов с камерными топками $q_4 = 1-2,5$ %.

Количество летучей золы, кг/ч, выбрасываемой в дымовую трубу каждым котлоагрегатом, определяется по формуле

$$M_{з\text{ вых}} = M_{з\text{ вх}} \frac{100 - \eta_{з\text{у}}}{100}, \quad (5.7)$$

где $\eta_{з\text{у}}$ – полный КПД золоулавливающего аппарата.

Наибольшее распространение на электростанциях России получила система гидравлического шлакозолоудаления. Удаление шлака из-под топок современных парогенераторов осуществляется непрерывно с помощью скребкового транспортера, передвигающегося в заполненной водой ванне. С транспортера шлак сбрасывается в шлакодробилку, где дробится на куски не более 50 мм, затем поступает в самотечный канал. Дробилки устанавливают валковые с электро- или гидроприводом. Технические характеристики шлакодробилок приведены в [5]. Удаление золы из золоуловителя осуществляется золосмывными аппаратами с открытым переливом.

Для транспортировки золы и шлака за пределы станции применяют багерные и шламовые насосы, гидроаппарат Москалькова и в отдельных случаях самотеком. Транспортирование золы и шлака на золоотвал можно осуществлять как по общим, так и по отдельным трубопроводам. Пройдя через металлоуловитель и шлакодробилку, гидрозолошлаковая смесь багерным насосом по пульпопроводу подается в золоотвал. После отстоя вода насосами осветленной воды возвращается для повторного использования в системе гидрозолоудаления.

На новых ТЭС, как правило, применяют схему совместного гидрозолошлакоудаления на золоотвал с помощью багерных насосов. Технические характеристики багерных и шламовых насосов приведены в [5, 7].

В багерной насосной устанавливают.

1) при одном рабочем – три багерных насоса (один рабочий, один резервный, один в ремонте);

2) при двух рабочих насосах – четыре насоса (два рабочих, один резервный, один в ремонте).

Шламовые насосы устанавливают по одному резервному на один рабочий насос.

Количество котлов, присоединенных на обслуживание одной багерной насосной, зависит от паропроизводительности котлов и вида топлива.

Часовая производительность системы золошлакоудаления, кг/ч, определяется по формуле

$$M_{шз} = 0,01 B_{час} \left(A^p + q_4 \frac{Q_{н/р}}{32,7} \right) \left[1 - \alpha_{yn} \left(1 - \frac{\eta_{зв}}{100} \right) \right]. \quad (5.8)$$

Для выбора багерных насосов требуется определить диаметр шлакозопровода, м

$$d = \sqrt{\frac{4 Q}{3600 \pi g}}, \quad (5.9)$$

где Q – расчетный расход пульпы, м³/ч, g – расчетная скорость потока пульпы, м/с, $g = 1,8$ м/с.

Расход пульпы определяется по формуле, м³/ч

$$Q = \frac{M_{ш}}{\gamma_{ш}} + \frac{M_z}{\gamma_z} + \frac{M_e}{\gamma_e}, \quad (5.10)$$

где $M_{ш}$, M_z , M_e – соответственно масса, шлака золы и воды, т/ч, $\gamma_{ш}$, γ_z , γ_e – соответственно удельный вес шлака, золы и воды, т/м³ ($\gamma_{ш} = 0,8$ т/м³; $\gamma_z = 0,5$ т/м³; $\gamma_e = 1$ т/м³).

Так как устанавливают багерные насосы, определяется общая масса шлака и золы и удельный вес этой смеси $\gamma_{шз} = 0,7$ т/м³. Масса воды определяется как $M_e = 12 \cdot M_{шз}$.

5.3. Дымовые трубы

Дымовые трубы предназначаются для отвода дымовых газов в атмосферу. Чем больше высота трубы, тем дальше уносятся и на большую площадь рассеиваются не уловленные в газоочистительных устройствах частицы золы, а также окислы серы и азота.

На современных ТЭС высоту труб (330–420 м) принимают из условий унификации кратной 30 м. Железобетонный ствол трубы имеет коническую форму с постоянным или переменным уклоном образующей наружной поверхности от 1 % в верхней части до 10 % внизу. Толщину стенок оболочки принимают сверху 160–200 мм, внизу 750–1 000 мм.

Фундамент под трубу состоит из сплошной круглой или кольцевой плиты, переходящей в конический стакан. При слабых грунтах применяют забивные или бурунабивные сваи.

Для уменьшения числа труб на мощных ТЭС целесообразно присоединение к одной трубе нескольких котлов. Однако в этом случае при ремонте трубы требуется отключать значительную мощность.

В настоящее время предусматривают устройство в трубе нескольких независимых стволов от каждого котла с вентилируемым пространством между ними и устройством лифтов и площадок. Такие многоствольные трубы могут выполнять с железобетонной наружной оболочкой и металлическими стволами и без железобетонной оболочки. В последнем случае сооружают металлическую башню, к которой крепят металлические газоотводящие стволы. При устройстве многоствольных труб для уменьшения диаметра внешней оболочки трубы эффективно выполнять газоотводящие стволы секторного очертания вместо круглого. При этом количество и площадь секторов соответствует числу и производительности присоединенных к трубе котлов, и уменьшается расход железобетона на оболочку и фундамент дымовой трубы.

Газоходы, расположенные между дымососами и дымовой трубой, обычно сооружают надземными. Под ними предусмотрен проезд для пожарных машин высотой 5 м. Газоходы выполняют одноярусными в виде коробов прямоугольного сечения, собираемых из железобетонных плоских плит. Короба опираются через 6 м на железобетонную эстакаду, выполняемую в виде одностоечных и двухстоечных опор и ригелей. Из ограниченного набора плоских плит можно создать короба 16 сечений площадью от 6,8 до 74,5 м².

Выбор высоты и количества, устанавливаемых на ТЭС труб производится таким образом, чтобы концентрация вредных примесей у поверхности земли не превышала допустимых санитарных норм загрязнения атмосферного воздуха [5, 13].

Минимальную допустимую высоту дымовой трубы, м, при учете выбросов золы или окислов серы определяют по формуле

$$H_{\min} = \sqrt{\frac{A M F m}{C_{\text{плк}}}} \sqrt[3]{\frac{z}{V_f \Delta t}}, \quad (5.11)$$

где $C_{\text{плк}}$ – предельно допустимая концентрация золы или сернистых газов (0,5 мг/м³); A – коэффициент, учитывающий условия вертикального и гори-

горизонтального рассеивания примеси в воздухе, $\sqrt[3]{C^2 \cdot \sqrt[3]{\rho_{\text{град}}}}$, $A = 160$ – для Севера, Северо-Запада России и Урала, $A = 200$ – для Центральной и Восточной Сибири и Казахстана; M – суммарный выброс золы или окислов серы из всех труб ТЭС, г/с; $M = M_{\text{зблх}}$ – суммарный выброс золы после золоуловителей из всех труб (см. формулу 5.7); $M = M_{\text{SO}_2}$ – суммарный выброс SO_2 , определяется по формуле

$$M_{\text{SO}_2} = 0,02 \frac{B_{\text{цм}} 10^6}{3600} S^p, \quad (5.12)$$

где F – безразмерный коэффициент, принимаемый для расчета концентрации SO_2 равным 1,0, а для расчета концентрации золы равным 2,0, если КПД золоуловителей более 90 %; m – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние скорости газа на выходе из трубы w_r при ее высоте H :

$$\begin{array}{lll} w_r = 30-35 \text{ м/с} & m = 0,8, & H = 100-180 \text{ м,} \\ w_r = 40-45 \text{ м/с} & m = 0,7, & H = 180-250 \text{ м,} \\ w_r = 45-55 \text{ м/с} & m = 0,6, & H = 250-320 \text{ м;} \end{array}$$

z – число дымовых труб (обычно устанавливают по одной трубе на 2–4 котлоагрегата); V_r – секундный объем дымовых газов, выбрасываемых из всех труб (см. формулу 5.4); Δt – разность температур газов на выходе из трубы (120 °С) и окружающего воздуха (30 °С).

Количество дымовых труб определяется мощностью электростанции [5, 15].

Диаметр устья трубы

$$d_{\text{зм}} = 1,13 \sqrt{\frac{V_r}{w_0}}, \quad (5.13)$$

где w_0 – скорость газа при выходе из дымовой трубы, м/с ($w_0 = 33$ м/с).

6. СООРУЖЕНИЯ И ОБОРУДОВАНИЕ ТОПЛИВОПОДАЧИ И СИСТЕМЫ ПЫЛЕПРИГОТОВЛЕНИЯ

Современные ТЭС работают на твердом, жидком и газообразном топливе. В России твердое и жидкое топливо транспортируют, как правило, по железной дороге. Для перевозки угля используют вагоны грузоподъемностью 60, 90 и 125 т. Транспортировку мазута производят цистернами грузоподъемностью 50 т. Характеристики энергетических топлив приведены в [5].

В тех случаях, когда имеется опасность смерзания топлива во время транспортировки от места добычи, на ТЭС предусматривают специальное размораживающее устройство. В зависимости от времени, требуемого на размораживание и разгрузку вагонов, а также схемы железнодорожных путей различают две компоновки размораживающих устройств – проходную и тупиковую. Предусматривают конвективный (с калориферами для подогрева воздуха) и радиационный (с трубчатыми экранами) подогрев [12].

6.1. Разгрузочные устройства, дробилки и ленточные конвейеры

Разгрузка железнодорожных составов, прибывающих на ТЭС, производится роторными вагоноопрокидывателями. Вагоноопрокидыватели применяют на станциях с расходом топлива более 150 т/ч, при этом их число выбирают согласно табл. 6.1 [5]:

Таблица 6.1

Количество вагоноопрокидывателей на ТЭС

Расход топлива, т/ч	Число вагоноопрокидывателей
От 150 до 400	Один
От 400 до 1 250	Два-три, один из них резервный
От 1 250 до 2 000	Три, один из которых резервный

Под каждым вагоноопрокидывателем располагают обогреваемые металлические бункера с наклонными боковыми стенками.

Для дробления твердого топлива используют дробильные установки. Применяют одно- и двухступенчатое дробление. Одноступенчатое дробление используют при поступлении на станцию углей мелких фракций (0–50 мм). Размещают дробильная установка в тракте топливоподачи. Двухступенчатое дробление применяют при использовании на станции топлив открытых разработок с кусками примерно 200–400 мм и более. В этом случае дробилки первой ступени (грубого дробления) размещают под бункерами или вагоноопрокидывателями. Дробилки второй ступени (тонкого дробления) устанавливают в тракте топливоподачи. Перед дробилками устанавливают электромагнитные сепараторы для улавливания металла и неподвижные наклонные ко-

лосниковые решетки для отсева мелочи (для снижения загрузки дробилок). Производительность всех установленных дробилок тонкого дробления должна быть не меньше производительности двух ниток топливоподачи.

Применяют молотковые, валковые зубчатые и дискозубчатые дробилки. Молотковые дробилки используют для более тонкого дробления топлива (до кусков 0–20 мм). Дискозубчатые и валковые зубчатые дробилки служат для предварительного грубого дробления крупного топлива размеров 300–900 мм до кусков на выходе из дробилки 0–150 мм. В последнее время для дробления углей с высокой влажностью применяют молотковые не забивающиеся дробилки с подвижными дробильной и отбойной плитами и очистными устройствами. Технические характеристики дробилок даны в [5, 15].

Каждая лента конвейера обслуживается одной или двумя дробилками. Наиболее распространенные типы дробилок имеют производительность 200, 600 и 1 000 т/ч. Для КЭС мощностью 1 200 МВт предусматривают четыре дробилки производительностью по 600 т/ч, из которых две являются рабочими и две резервными. На КЭС мощностью 2 400 МВт устанавливают дробилки по 1 000 т/ч.

Узлы пересыпки размещают по тракту топливоподачи в местах пересечения и изменения направления конвейеров, а также на прямых участках через каждые 200 м. В узлах пересыпки размещают натяжные и концевые станции конвейеров, а также рукава для пересыпки угля. Узлы пересыпки могут быть подземными и надземными.

Подземные галереи предназначены для прокладки ленточных конвейеров между разгрузочным устройством и узлами пересыпки и имеют глубину заложения 10–14 м. В зависимости от глубины заложения отдельных сооружений топливоподачи угол наклона галерей может быть различен, но не более 18°.

Для размещения ленточных конвейеров от топливного склада до дробильного корпуса и далее к главному корпусу предусмотрены наклонные эстакады первого и второго подъемов с углом наклона 18°. Эстакада первого подъема имеет высоту до 20 м, второго подъема – до 40 м и более. Эстакады к дробильному и главному корпусу подходят консольно, не опираясь на здание.

Из приемного разгрузочного устройства твердое топливо подается в КО двумя параллельными линиями (нитками) ленточных конвейеров, одна из которых рабочая, вторая резервная. Расчетная часовая производительность каждой нитки, т/ч,

$$B_{расч} = \frac{B_{сут}}{T}, \quad (6.1)$$

где $B_{сут}$ – суточный расход топлива при полной проектной мощности электростанции, т/сут; T – число часов работы топливоподачи в течение суток ($T = 21$ час при круглосуточной работе топливоподачи).

Расчет ленточных конвейеров приведен в [13]. Расчетная часовая производительность каждой нитки должна обеспечивать котельное отделение топливом в количестве, необходимом для работы с номинальной нагрузкой и запасом в 10 % всех котлов, предназначенных к установке согласно полной проектной мощности станции, т. е. $B_{ЛК} = 1,1 B_{РАСЧ}$.

Производительность ленточного конвейера, равная производительности вагоноопрокидывателя, зависит от типа ленты (плоская или желобчатая), ее ширины, скорости движения и угла наклона. Требуемую ширину ленты, м, определяют по формуле

$$b = \sqrt{\frac{B_{ЛК}}{V j_T K_a}}, \quad (6.2)$$

где V — скорость ленты, м/с; j_T — насыпной вес топлива, т/м³, ($j_T = 0,85$ т/м³); K_a — коэффициент, учитывающий угол естественного откоса α топлива на ленте [15]. Угол α обычно находится в пределах 35–40°.

Производительность желобчатой ленты в 1,5–2 раза больше плоской. Технические характеристики ленточных конвейеров приведены в [5, 15].

Производительность наклонных конвейеров ввиду возможности скольжения топлива меньше производительности горизонтальных конвейеров с той же шириной и скоростью ленты на 5–10 % при угле наклона 10–16° и на 10–15 % — при угле наклона 18–20°. Скорость ленты обычно принимают в пределах 2–2,5 м/с.

Мощность на валу приводного барабана ленточного конвейера без сбрасывающего устройства, кВт, определяют по формуле

$$P_b = \frac{K_1 LV + 2 B_{ЛК} L + 37 B_{ЛК} H}{1000 \cdot 1,36} K_2, \quad (6.3)$$

где L — длина конвейера между центрами приводного и концевой барабана, м; H — высота подъема по вертикали между центрами приводного и концевой барабанов, м; K_1 , K_2 — коэффициенты, зависящие соответственно от ширины ленты и длины конвейера, принимают по [15].

Мощность, потребляемая электродвигателем приводной станции конвейера, кВт,

$$P_{эл} = \frac{K_3 (P_b + P_{сб})}{\eta_{эл} \eta_p}, \quad (6.4)$$

где K_3 — коэффициент запаса, принимаемый для наклонных конвейеров равным 1,25, для горизонтальных — 1,15; $P_{сб}$ — мощность потребляемая сбросным устройством, кВт [15]; $\eta_{эл}$, η_p — КПД электродвигателя (0,93–0,97) и редуктора (0,95–0,97).

В качестве сбросного устройства на станциях используют передвижную барабанную сбрасывающую тележку. Мощность ее определяют, кВт, по формуле

$$P_{сб} = 0,165 P_6 + 0,0058 \cdot B_{л.к}$$

Дробленое топливо поступает в бункеры сырого угля. Емкость бункеров выбирают из следующих соображений. Зная часовой расход топлива на парогенератор, (см формулу 5.3), а также принимая насыпной вес угля $\gamma_T = 0,85 \text{ т/м}^3$, определяют необходимую емкость бункеров сырого угля, сооружаемых при парогенераторе, м^3 ,

$$V_B = \frac{B_{\text{чис } t}}{J_r K_3}, \quad (6.5)$$

где t – число часов работы парогенератора на топливе, запасенном в бункере, ч,
 K_3 – коэффициент заполнения бункера, равный 0,8

Из бункеров сырого угля топливо с помощью питателей сырого угля подается в углеразмольные мельницы.

6.2. Топливные склады. Размораживающие устройства

Для обеспечения электростанции топливом создают резервные его запасы. оперативный резерв – в бункерах главного корпуса и в расходном складе, долговременный – на резервном складе.

Площади, занимаемые топливными складами, определяются в соответствии с нормами технологического проектирования ТЭС [1], предусматривающими следующие емкости складов

Для ТЭЦ емкость склада угля принимают в расчете на месячный расход, исчисляемый исходя из 20-часовой работы в сутки всех парогенераторов. Для мощных КЭС, располагаемых вблизи (до 100 км) угольных разрезов или крупных шахт, емкость склада принимают в расчете на две недели.

Топливо на складах укладывают в штабеля. Форма штабелей угля и сланцев в плане зависит от занимаемой складом территории и от типа применяемых на складе основных механизмов. Высота штабелей для этих топлив не ограничена и обуславлена лишь техническими возможностями складских механизмов.

Открытые угольные склады представляют собой спланированную площадку, имеющую уклон 0,005 для отвода поверхностных вод.

Площадь, непосредственно занятую штабелями, ориентировочно определяют по формуле, м^2

$$S = \frac{24 B_{\text{уч}} n}{h J_T k}, \quad (6.6)$$

где n – число суток запаса топлива на складе; h – высота штабеля, м; k – коэффициент, учитывающий угол естественного откоса (сползания) топлива в штабеле, $k = 0,8–0,9$.

Топливные склады классифицируют по типам механизмов, используемых для складских операций. В отечественной практике применяют следующие типы складов:

- 1) радиальные, с поворотными штабелеукладчиками и роторными перегружателями на гусеничном ходу;
- 2) кольцевые, оборудованные комплексом из штабелеукладчика и роторного перегружателя, вращающимися вокруг вертикальной оси центральной колонны;
- 3) с одной или двумя передвижными машинами непрерывного действия на колесном ходу (стаккер–реклаймер);
- 4) с мостовым краном-перегружателем;
- 5) с бульдозерами.

Подробнее об угольных складах в [7, 12, 13]. На угольном складе предусматривают резервную разгрузочную эстакаду, предназначенную для разгрузки неисправных вагонов, которые не могут быть разгружены в вагоноопрокидывателе.

6.3. Оборудование системы пылеприготовления

Тип системы пылеприготовления определяется видом топлива. Для антрацита и каменных углей (за исключением мягких каменных углей с выходом летучих на горючую массу, превышающим 30 %) применяют систему с шаровыми барабанными мельницами и промежуточными бункерами пыли. Для сланцев, бурых и мягких каменных углей – схему прямого вдувания с молотковыми мельницами или мельницами-вентиляторами. Освоен также выпуск среднеходовых мельниц, предназначенных для размола каменных углей и полуантрацитов с зольностью $A_C < 30$ %. Схема пылеприготовления со среднеходовой мельницей предусматривает непосредственную подачу пыли в топку котла.

На котел производительностью до 420 т/ч устанавливают одну, а при большей производительности – не менее двух шаровых барабанных мельниц.

Производительность шаровых мельниц выбирают с запасом в 1,1–1,15. В справочнике [5] приводится производительность шаровых мельниц для АШ с коэффициентом размолоспособности $K_{PC} = 0,95$. Для других топлив необходимо учитывать действительный коэффициент размолоспособности.

Расчетная производительность одной шаровой мельницы составляет, т/ч,

$$B_M = \frac{1,1 B_{\text{члс}}}{n K_{\text{PC}}}, \quad (6.7)$$

где n – количество устанавливаемых мельниц.

Следует помнить, что в схемах пылеприготовления с шаровыми мельницами на каждую из них устанавливают мельничный вентилятор. Для ориентировочного расчета можно принять мощность электродвигателя привода мельничного вентилятора равную 50 % мощности двигателя шаровой мельницы.

В схемах с молотковыми и среднеходовыми мельницами для котлов производительностью до 400 т/ч выбирают не менее двух мельниц, при большей производительности не менее трех. При остановке одной из мельниц, оставшиеся должны обеспечивать не менее 90 % номинальной производительности котла. Поэтому расчетная производительность должна быть: 1) при двух – 180 %; 2) при трех – 135 %; 3) при четырех – 120 %. В системах с пылевым бункером запас снижается при двух мельницах до 135 %, при трех – до 120 %, при четырех – не более 110 %.

Расчетная производительность молотковой мельницы составит, т/ч,

$$B_M = \frac{1,7 p B_{\text{члс}}}{n K_{\text{PC}}}, \quad (6.8)$$

где p – расчетный запас производительности (1,1–1,3).

Технические характеристики мельниц приведены в [5, 15].

7. ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ СООРУЖЕНИЯ И КОММУНИКАЦИИ ТЭС

7.1. Сооружения мазутного, масляного и газового хозяйства

Мазутные хозяйства ТЭС можно разделить на две основные группы: растопочные мазутные хозяйства пылеугольных электростанций и основные мазутные хозяйства для ТЭС, сжигающих мазут как основное топливо.

Мазутное хозяйство, как растопочное, так и основное, обычно состоит из трех основных элементов: приемно-сливного устройства, включающего разгрузочную железнодорожную эстакаду, сливной лоток и промежуточную емкость; склада, на котором расположены резервуары для хранения мазута; мазутной насосной

Мазут в железнодорожных цистернах подается на разгрузочную эстакаду, где самотеком сливается в межрельсовый лоток, а затем в промежуточную емкость, откуда перекачивается насосами первого подъема в резервуары склада, из которых насосами второго подъема подается по трубопроводам в котельное отделение. При этой схеме мазутные резервуары выполняют полу-подземными или наземными. Если наземные резервуары мазута устанавливают на открытом складе без отсыпки земель, то их отгораживают от остальной территории земляным валом высотой 1,2 м со сплошной одерновкой.

Основные мазутные хозяйства разработаны с резервуарами емкостью от 700 до 30 000 м³. Для хранения мазута применяют железобетонные или металлические баки.

На территории мазутного склада мазутных ТЭС сооружают одноэтажное здание мазутной насосной. В нем размещают помещения насосов первого и второго подъемов, вентиляционная камера, щит управления, трансформаторные камеры, РУ и бытовые помещения.

На территории растопочного мазутного хозяйства размещают склады мазута, масла, дизельного топлива и сооружают объединенное здание мазутной насосной и маслоаппаратной. В этом здании кроме указанных помещений размещают также насосную дизельного топлива. Подробнее о сооружениях мазутного хозяйства в [12]. Емкость мазутохранилищ для ТЭС, у которых мазут является основным, резервным или аварийным топливом, приведена в табл. 7.1.

Запас мазута на электростанции, использующей мазут в качестве основного топлива, м³,

$$V_M = 24 n m \frac{B_M \text{ ч/с}}{r}, \quad (7.1)$$

где n – число парогенераторов на ТЭС; m – число суток работы станции на мазуте; $B_M \text{ ч/с}$ – часовая расход мазута, кг/ч, определяется по формуле (5.3) с низшей теплотой сгорания в пересчете на сухое топливо (ккал/кг); r – плотность мазута, кг/м³ ($r = 1,020 \text{ кг/м}^3$).

Таблица 7.1

Емкость мазутохранилищ

Мазутохозяйство	Вместимость резервуаров
Основное для ТЭС на мазуте: при доставке по железной дороге при подаче по трубопроводам	15-суточный расход 3-суточный расход
Резервное для ТЭС на газе	10-суточный расход при полной мощности ТЭС
Аварийное для ТЭС на газе	5-суточный расход
Для пиковых водогрейных котлов	10-суточный расход

На пылеугольных ТЭС мазут является растопочным топливом, а также используется как топливо для пиковых водогрейных котлов ТЭЦ. В этом случае на станциях применяют мазут марки 100 [5].

Запас мазута, м^3 , на станции определяют по формуле

$$V_M = 24 \left(n \cdot m \cdot \frac{B_{\text{час}}^{\text{маз}}}{r} + \frac{B_{\text{час}}^{\text{маз ПБК}}}{r} \right), \quad (7.2)$$

где n – число одновременно растапливаемых котлов (для КЭС с блоками 200 МВт $n = 4$, с блоками 300, 500, 800 МВт $n = 3$; для ТЭЦ два наибольших котла); m – число суток растопки ($m = 1,5$); r – плотность мазута, $\text{кг}/\text{м}^3$ (для мазута марки 100, $r = 1020 \text{ кг}/\text{м}^3$); $B_{\text{час}}^{\text{маз}}$ – часовой расход мазута на котел, $\text{т}/\text{ч}$;

$B_{\text{час}}^{\text{маз ПБК}}$ – часовой расход мазута на пиковые водогрейные котлы, $\text{т}/\text{ч}$.

Часовой расход мазута

$$\text{для паровых котлов} \quad B_{\text{час}}^{\text{маз}} = \frac{D \cdot (i_{\text{мп}} - i_{\text{пв}})}{Q_p^H \cdot \eta_R};$$

$$\text{для пиковых котлов} \quad B_{\text{час}}^{\text{маз ПБК}} = \frac{Q_{\text{ПБК}}}{Q_p^H \cdot \eta_{\text{ПБК}}},$$

где D – 30-процентная паропроизводительность котла ($D = 0,3 \cdot D_{\text{ном}}$); Q_p^H – низшая рабочая теплота сгорания топлива (для мазута марки 100 $Q_p^H = 9650 \text{ ккал}/\text{кг}$); $Q_{\text{ПБК}}$ – тепловая производительность ПБК, $\text{ккал}/\text{ч}$; $\eta_{\text{ПБК}}$ – КПД ПБК (принимается 89 %, [12]).

Масляное хозяйство предназначено для централизованного снабжения технологического оборудования ТЭС турбинным и изоляционным маслами. На пылеугольных ТЭС масляное хозяйство в большинстве случаев объединяют с растопочным мазутным хозяйством. На мазутных ТЭС масляное хозяйство сооружают отдельно и располагают в пределах ограды.

Масляное хозяйство состоит из открытого склада и аппаратной. Склад масла имеет обычно наземные металлические резервуары, установленные на фундаментах из отдельных железобетонных стоек, и отгораживается от остальной территории земляным валом высотой 1,2 м с одерновкой.

Масляное хозяйство должно иметь четыре бака турбинного и четыре бака изоляционного масла. Емкость каждого бака – не менее емкости железнодорожной цистерны – 70 м³, кроме того, допустимая минимальная емкость зависит от емкости масляной системы турбоагрегата и трансформатора. Для аварийного слива турбинного масла на ТЭС предусматривают специальный бак.

Для бульдозеров и скреперов угольного топливного хозяйства устанавливают подземный резервуар дизельного топлива емкостью 75 м³.

Для ТЭС, работающих на газе, предусматривают газорегулирующий пункт (ГРП) для понижения давления газа с 0,6–1,2 до 0,03–0,1 МПа, необходимого по условиям работы горелок. Часовую производительность ГРП рассчитывают на максимальный расход всеми рабочими котлоагрегатами.

Подвод газа от газораспределительной станции к ГРП производят по одному газопроводу. ГРП размещают на территории электростанции в отдельном здании. Для КЭС мощностью до 1 200 МВт и ТЭС с паропроизводительностью до 4 000 т/ч сооружают один ГРП, а на ТЭС большей мощности – два или более. ГРП имеет одну резервную нитку. Прокладку всех газопроводов в пределах ГРП и до котлов выполняют наземной. Подвод газа от ГРП к коллектору котельного отделения (вне здания) производится по одной нитке.

7.2. Сооружения технического водоснабжения ТЭС

В комплекс сооружений технического водоснабжения ТЭС с прямой системой или прудом-охладителем входят водоприемники, насосные станции, напорные водоводы и отводящие каналы.

Для ТЭС обычно применяют обратную систему водоснабжения, при которой на промплощадке расположены градирни или брызгальные бассейны, напорные водоводы и отводящие каналы. Циркуляционные насосы (ЦН) в этом случае, как правило, устанавливают в турбинном отделении главного корпуса.

На КЭС с блочными схемами ЦН обычно устанавливают на блочных насосных станциях. Каждая насосная, как правило, предназначена для обслуживания до четырех блоков с установкой для каждого блока двух насосов. При центральной насосной станции охлаждающая вода нагнетается насосами в сборную магистраль, от которой подается к отдельным турбинам.

В тех случаях, когда блочные или центральные насосные станции расположены на открытом подводящем канале или берегу источника водоснабжения, насосные целесообразно совмещать с водоприемником. Насосная станция состоит из отдельных камер, число которых соответствует количеству насосов. Каждая из камер станции состоит из водоприемной части с ре-

шестками и вращающимися сетками для очистки воды, камеры всасывания и насосного помещения. Наземную часть насосной выполняют в виде каркасного здания пролетом 12 м и шагом колонн 6 м, шаг ячеек для насосов ОП-110 составляет 4,5 м.

Разработан проект унифицированной насосной станции для мощных КЭС с блоками 500, 800, 1 000 и 1 200 МВт с укрупненным насосным оборудованием типа ОПВ-185 и ДПВ-170, шаг ячеек для насосов 9,0 м.

Блочные и центральные насосные станции следует проектировать с верхним строением и собственным крановым оборудованием [12].

Расчетную производительность циркуляционных насосов Q выбирают по летнему режиму работы (конденсационному режиму с полной электрической мощностью). Данные о расходах охлаждающей воды для турбоагрегатов приведены в [5, 15].

При оборотной системе водоснабжения сооружают искусственные пруды-охладители, возводя плотины на небольших реках. Вода охлаждается в пруду главным образом за счет ее испарения с поверхности пруда и значительно меньше – путем отдачи тепла воздуху.

Требуемая для охлаждения воды площадь водохранилища зависит от мощности ТЭС, климатических условий, тепловой нагрузки и формы пруда.

Необходимую активную площадь пруда для данной ТЭС, км², можно определить по формуле

$$S_a = \frac{f_{уд} V_{свт}}{10^6}, \quad (7.3)$$

где $V_{свт}$ – циркуляционный расход воды ТЭС, м³/сут; $f_{уд}$ – удельная площадь, которая определяется из теплового расчета водохранилища и изменяется в пределах от 1,2 до 2 м²/(м³·сут).

Недостатком прудов-охладителей является потребность в большой площади и необходимость производства большого объема гидротехнических работ.

Для охлаждения циркуляционной воды при оборотной системе водоснабжения применяют градирни различных конструкций. В зависимости от расчетной температуры башни градирен выполняют из железобетона гиперболической формы или с металлическим каркасом и обшивкой из деревянных щитов, асбоцементных листов и алюминиевых панелей. Соответственно в плане эти градирни имеют форму круга или многогранника.

Основной параметр градирни – площадь оросительного устройства (в горизонтальном сечении), достигающая 9 000 м². Вода подается к оросительному устройству на высоту 9–18 м, глубина бассейна 2 м. Высота вытяжной башни градирен достигает 90–150 м, а диаметр основания и выходной соответственно 124 м и 45–60 м. Технические характеристики для всех типоразмеров башенных градирен приведены в [12].

ЦН при такой системе охлаждения устанавливают в турбинном отделении (по два насоса на турбину) или в центральной насосной между градирнями и машинным залом.

На ТЭС целесообразно применять крупные градирни, выбирая их производительность по легшему режиму. С учетом конвективного теплообмена потеря воды составляет 1,2–2 %. Давление, создаваемое ЦН при использовании градирен, выше, чем в системах с прудами-охладителями и больше расход электроэнергии на перекачку охлаждающей воды.

Удельная площадь орошения для железобетонных капельных градирен составляет 0,1–0,05 м²/кВт и для пленочных – 0,03–0,05 м²/кВт мощности станции.

Для подачи воды от блочных насосных к конденсаторам турбин, а также при расположении ЦН в машинном зале главного корпуса, от насосов к конденсаторам и от конденсаторов к градирням служат стальные или железобетонные напорные водоводы диаметром до 2 000–3 000 мм. Для подземных стальных трубопроводов должна быть предусмотрена защита от коррозии.

В пределах территории электростанции для отвода нагретой циркуляционной воды, либо для подачи воды к ЦН при их расположении в машинном зале главного корпуса сооружают закрытые каналы, которые, как правило, выполнены из сборных железобетонных элементов. За пределами ограды станции каналы для удешевления обычно выполняют открытыми.

7.3. Сооружения электрической части

На блочных ТЭС на расстоянии не менее 10 м от фасадной стены турбинного отделения располагают повышающие трансформаторы блоков и трансформаторы собственных нужд. При выкатке трансформаторов для ревизии или ремонта в машинный зал главного корпуса или трансформаторную башню предусмотрены специальные пути на бетонных или деревянных шпалах. Продольные пути (вдоль машинного зала) имеют нормальную колею 1 524 мм, поперечные пути в зависимости от массы и габаритов трансформатора выполняют в две, три или четыре нитки при ширине колеи 1 524, 2 000 и 2 500 мм.

Открытые распределительные устройства (ОРУ) на блочных ТЭС размещают: 1) перед фасадом главного корпуса; 2) за водоподводящим каналом; 3) со стороны постоянного торца главного корпуса; 4) за дымовыми трубами и угольным складом. В последнем случае необходима перекидка линий от повышающих трансформаторов через главный корпус, при этом в качестве опор используют дымовые трубы, к которым крепят траверсы.

Если на ТЭС используют два повышенных напряжения, то автотрансформатор связи обычно устанавливают около РУ высшего напряжения. На территориях ОРУ предусматривают помещения для панелей релейной защиты, аккумуляторных батарей и компрессорной [2].

На ТЭЦ генераторное распределительное устройство 6, 10 кВ обычно находится перед фасадом главного корпуса со стороны турбинного отделения, а за ним — ОРУ. Главный щит управления пристроен к ГРУ со стороны его постоянного торца. Между ГРУ и главным корпусом предусматривают расстояние в 20–30 м, необходимое для размещения подземных и наземных технологических коммуникаций. Трансформаторы связи и трансформаторы собственных нужд устанавливают по обе стороны от ГРУ. Для ремонта трансформаторов используют монтажную площадку главного корпуса.

Закрытые распределительные устройства (ЗРУ) напряжением 35, 110, и 220 кВ применяют на ТЭС при загрязненной атмосфере, тяжелых климатических условиях и стесненных площадках электростанций.

Распределительные устройства СН 6 и 0,4 кВ на блочных ТЭС размещают в главном корпусе вдоль фасадной стены. На ТЭЦ распределительные устройства СН размещают в деаэрационном отделении.

Для соединения генераторов, установленных в машинном зале, с повышающими трансформаторами или ГРУ-6 (10) кВ и блочных трансформаторов или трансформаторов связи с ОРУ и ЗРУ на электростанциях применяют электрические связи разных видов конструктивного исполнения: гибкие открытые токопроводы, открытые шинные мосты, комплектные экранированные токопроводы, кабели и гибкие провода [2].

Для основных кабельных потоков на ТЭС предусматривают сооружения и помещения (этажи, туннели, шахты и др.), изолированные от технологического оборудования. В настоящее время взамен подземной прокладки кабелей в железобетонных каналах и туннелях широкое распространение получила надземная прокладка кабелей в металлических коробах заводского изготовления.

Вспомогательными устройствами на ТЭС, относящимися к электрической части, являются: трансформаторно-масляное хозяйство (ТМХ), пневматическое хозяйство, электротехническая лаборатория и электротехнические мастерские.

ТМХ располагают в отдельном нестораемом здании, обычно со стороны подъезда к станции для удобства разгрузки прибывающих железнодорожных цистерн с маслом. В составе ТМХ в общем случае предусматривают: трансформаторную башню или крановый зал, помещение маслоочистительных аппаратов и насосов, помещение баков, регенерационная, маслохимическую лабораторию, кладовые.

Оборудование компрессорной размещают в специальной нестораемой постройке на территории ОРУ или непосредственно в ЗРУ. Воздухосборники (ресиверы) обычно устанавливают снаружи, с теневой стороны здания компрессорной.

Электротехнические мастерские желательно располагать на первом этаже с удобным сообщением с монтажной площадкой станции. В помещении мастерских предусматривают однобалочный мостовой кран или тельфер и таль небольшой грузоподъемности.

Все здания и сооружения станции требуют молниезащиты и заземляющих устройств.

Радиус действия защиты молниеотводов, устанавливаемых на дымовых трубах (рис 7.1),

$$r_x = \frac{1,6 \cdot \rho (h - h_x)}{1 + h_x/h}, \quad (7.4)$$

где $\rho = 5,5 \sqrt{h}$, h – высота дымовой трубы, м; h_x – высота отделений ГК, м.

Чаше всего молниеотвод на трубе не защищает всего здания ТЭС и для его защиты от прямых ударов молнии требуется установка стержневых молниеотводов по периметру или укладка молниеприемной сетки на кровлю здания.

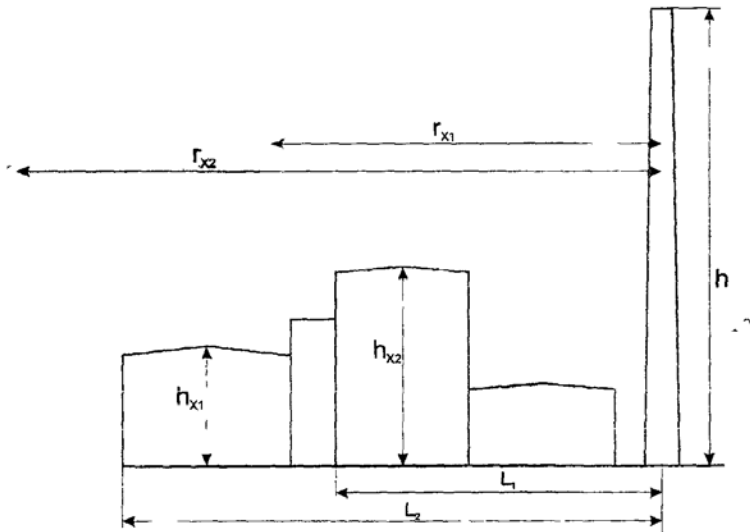


Рис. 7.1. Молниезащита главного корпуса

При этом металлические элементы здания или сооружения, расположенные на крыше (вентиляционные устройства и т. д.), должны быть соединены с молниеприемной сеткой.

7.4. Подсобно-производственные здания и сооружения

Количество подсобно-производственных зданий и сооружений на площадке ТЭС зависит от вида топлива, степени блокировки зданий, возможности кооперирования вспомогательных цехов с другими предприятиями. Большое число подсобно-производственных зданий определяет актуальность

их блокировки с целью уменьшения их количества. Этому препятствует разнородность производственных процессов, организация железнодорожных и автомобильных подъездов, а также противопожарные требования [12].

Для КЭС мощностью 2 400 и 3 600 Мвт требуются следующие подсобно-производственные здания и сооружения: объединенный вспомогательный корпус (ОВК); центральный материальный склад (ЦМС); склад реагентов химводоочистки; общестанционная компрессорная; ацетиленокислородная станция; экипировочноремонтный блок; служебно-техническое здание железнодорожного транспорта; пожарное депо; проходная.

Для повышения заводской готовности конструкций, сокращения материалоёмкости и трудоёмкости при возведении вспомогательных зданий и сооружений возводят быстромонтируемые здания. Здания разработаны для одноэтажных и многоэтажных сооружений в однопролетном и многопролетном исполнении.

На площадке ЭС размещают многочисленные здания, сооружения и прокладывают инженерные коммуникации (сети), включающие: технологические связи (трубопроводы, каналы, транспортеры топлива и т. п.), электрические связи (токопроводы, кабели и т. п.), транспортные пути, коммуникации общего назначения (водопровод и канализация), отопительную сеть, сети электроосвещения, связи, сигнализации.

Различают здания и сооружения основного производственного назначения и вспомогательные. Первые – это главный корпус, РУ генераторного и повышенных (35 кВ и выше) напряжений, РУ СН, сооружения циркуляционной воды, сооружения топливного хозяйства. К вспомогательным зданиям и сооружениям относят: компрессорную, электролизерную, устройства водоподготовки, масляное хозяйство, азотно-кислородную станцию, лаборатории, мастерские, склады, административно-бытовое здание. В целях снижения капитальных затрат для ТЭС предусматривают возведение объединенного вспомогательного корпуса.

Скоростной метод строительства становится основным методом сооружения электростанций, и прежде всего ТЭС. Его осуществление требует:

- 1) унификации строительных изделий для всего набора зданий и сооружений;
- 2) применения строительных изделий полной заводской готовности, не требующих дополнительных отделочных работ;
- 3) применения крупноблочных конструкций, обеспечивающих полную сборность зданий и сооружений.

В целях экономии и замены металла стальные каркасы зданий и сооружений электростанций, где возможно, заменяют унифицированными железобетонными конструкциями. Разработан набор железобетонных и архитектурно-строительных деталей, и создан их каталог. Использование заводских унифицированных элементов обусловило введение модульной системы пролетов и шагов конструкций. Размеры здания во всех трех пространственных измерениях должны быть кратны числам (модулям).

По всей длине главного здания (котельного отделения на ТЭС) прокладывают железнодорожный путь и двусторонний сквозной проезд для автотранспорта. С обеих торцов главного здания – постоянного и временного – выполняют железнодорожные въезды и оставляют место для монтажных площадок. Поскольку сооружение электростанций ведут очередями, то торцевые стены главного здания проектируют передвижными (рис. 7.2).

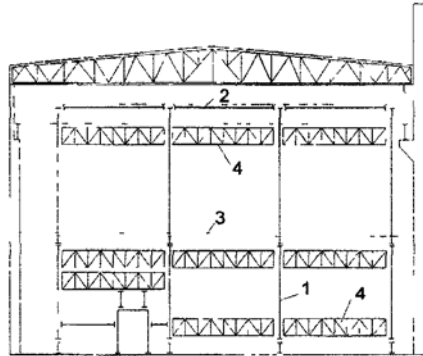


Рис 7.2 Унифицированный каркас передвижной торцевой стены машинного отделения: 1 – подвеска, 2 – пространственная ферма с тележкой; 3 – ветровая ферма; 4 – горизонтальная пространственная ферма

Отопление и вентиляцию проектируют, руководствуясь установленными нормами на температуру и относительную влажность в рабочей зоне. На станциях применяют следующие системы отопления: водяную, паровую, электрическую и воздушную. Используют следующие виды вентиляции: естественную, аварийную вытяжную, приточно-вытяжную с естественным побуждением, приточно-вытяжную с механическим побуждением.

При проектировании зданий и сооружений должны быть предусмотрены производственно-пожарный и хозяйственно-питьевой водопроводы и канализация. Освещение осуществляют газоразрядными и ксеноновыми лампами.

В последнее время для повышения индустриализации монтажных работ при сооружении электростанций доставку на площадку строительных, технологических и электротехнических конструкций осуществляют укрупненными монтажными блоками-контейнерами полной заводской готовности. На месте остается только провести работы по монтажу и стыковке этих блоков (например для РУ СН 6 кВ).

Разрывы между зданиями и сооружениями по противопожарным требованиям зависят от степени огнестойкости и принимаются в соответствии со СНиП. По санитарным нормам разрыв между зданиями, освещаемыми через оконные проемы, должен быть не менее наибольшей высоты противостоящего здания до карниза.

ОСНОВНЫЕ РАЗДЕЛЫ И ПРАВИЛА ОФОРМЛЕНИЯ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

Курсовой проект по технологической части тепловой электростанции содержит следующие разделы:

Введение.

1. Выбор площадки и генеральный план ТЭС.

- 1.1. Выбор площадки ТЭС.
- 1.2. Генеральный план ТЭС.
- 1.3. Эффективность компоновки генерального плана.

2. Выбор основного энергетического оборудования ТЭС.

- 2.1. Выбор турбин для КЭС и ТЭЦ.
- 2.2. Выбор котлов для КЭС и ТЭЦ.
- 2.3. Выбор пиковых водогрейных котлов на ТЭЦ.

3. Компоновка главного корпуса ТЭС.

- 3.1. Строительная компоновка главного корпуса.
- 3.2. Плановая компоновка главного корпуса.
- 3.3. Высотная компоновка главного корпуса.

4. Выбор кранового оборудования главного корпуса.

- 4.1. Выбор количества и грузоподъемности кранов в турбинном, котельном и бункерно-деаэрационном отделении.
- 4.2. Выбор электродвигателей для привода механизмов мостовых кранов.
- 4.3. Расчет троллейных линий в турбинном и котельном отделениях.

5. Выбор оборудования газозвоздушного тракта.

- 5.1. Дутьевые вентиляторы и дымососы.
- 5.2. Золоулавливание и золоудаление.
- 5.3. Дымовые трубы.

6. Оборудование топливоподачи и системы пылеприготовления.

- 6.1. Разгрузочные устройства, дробилки и ленточные конвейеры.
- 6.2. Топливные склады.
- 6.3. Углеразмольные мельницы.

7. Вспомогательные сооружения ТЭС.

- 7.1. Сооружения мазутного, масляного и газового хозяйства.
- 7.2. Сооружения технического водоснабжения ТЭС.
- 7.3. Сооружения электрической части.
- 7.4. Подсобно-производственные здания и сооружения.

Приложения.

Библиографический список.

Пояснительная записка должна состоять из 30–40 страниц текста, написанного от руки аккуратным, четким почерком или отпечатана на стандартных листах белой бумаги формата А4 (297х210 мм) на принтере компьютера и соответствовать требованиям СТП КГТУ 01-02 «Общие требования к оформлению текстовых и графических студенческих работ. Текстовые материалы и иллюстрации». Размеры полей листа: левое – не менее 25 мм, правое не менее 15 мм, верхнее и нижнее – не менее 25 мм. Плотность текста должна быть одинаковой. Текстовый редактор: WORD 97 для Windows, шрифт Times New Roman Cyr, высота шрифта 14. При необходимости записку сопровождают иллюстрациями: графиками, эскизами, чертежами, схемами и т. д.

Приложения содержат промежуточные расчеты; таблицы данных; компьютерные распечатки результатов расчета; спецификации чертежей.

Библиографический список должен содержать перечень источников, использованных при выполнении проекта, в соответствии с требованиями ГОСТ 7.1–84.

Графическая часть проекта включает следующие конструктивные чертежи:

- 1) поперечный разрез по главному корпусу ТЭС,
- 2) плановую компоновку главного корпуса ТЭС;
- 3) генеральный план станции.

Графическую часть проекта выполняют карандашом или с помощью плоттера компьютера на листах формата А1. Чертежи должны иметь основную надпись, оформленную в соответствии с требованиями СТП КГТУ 01-02. При выполнении применяют условные графические обозначения, установленные в стандартах ФСКД.

На разрезе главного корпуса должны быть показаны:

- генераторы, турбины и котлы;
- конденсаторы турбин, подогреватели высокого и низкого давления, деаэраторы;
- оборудование топливного и газозоудушного трактов, устройства очистки дымовых газов;
- питательные насосы;
- крановое оборудование;
- главный щит управления, распределительные устройства собственных нужд,
- основные строительные конструкции, фундаменты и основные размеры.

Плановую компоновку главного корпуса требуется представить схематически на чертеже в масштабе 1:1 000–1:5 000, на котором указывают: продольные и поперечные координатные оси, расположение, размеры и привязку к осям основного оборудования, колонн, температурных швов, мон-

гажных площадок, транспортных въездов и проездов, технологических и температурных секций.

На генеральном плане должны быть показаны в масштабе следующие здания, сооружения и коммуникации:

- главный корпус с дымовыми трубами;
- угольный склад, вагоноопрокидыватели, размораживающее устройство, тракт топливоподачи, дробильный корпус и узлы пересыпки;
- сооружения мазутного и масляного хозяйства, газораспределительный пункт;
- силовые трансформаторы и автотрансформаторы, открытые и закрытые распределительные устройства и связи между ними, коридоры отходящих линий электропередачи;
- объединенный вспомогательный корпус;
- подводящий канал с береговой насосной и сбросной канал или башенные градирни;
- химводоочистка, мастерские, склады, компрессорная, пожарное депо и проходная;
- железнодорожные пути и автодороги;
- очистные сооружения и зона временных сооружений.

При разработке главных корпусов ТЭС следует использовать типовые проекты.

КОТЛЫ (ПАРОГЕНЕРАТОРЫ) ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Марка котла по ГОСТ 3619-82 заводская	Топливо	Вид компоновки	Параметры пара			Габариты котла, м			Общая масса котла, т	Варианты установки с турбинами	ПО-изготовитель	Источник информации
			Производительность, т/ч	Давление, МПа (кгс/см ²)	Температура, °С	Ширина	Глубина	Отметка верха котла				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Е-160-9,8ГМ БКЗ-160-100ГМ	Газ, мазут	Барабанный П-образный	160	9,8 (100)	540	8,11	10,23	25,18	667	К-100-90, ПТ-60-90	Сибэнергомаш	[16]
Е-220-9,8ГМ ТГМ-159/СО	То же	То же	220	9,8 (100)	540	10,4	14,36	29,1	1142		Красный котельщик	[16]
Е-320-13,8ГМ БКЗ-320-140ГМ8	То же	То же	320	13,8 (140)	560	13,3	12,78	27,37	1230	К-160-130 К-200-130		[16]
Е-320-13,8КТ БКЗ-320-140-6С	Каменный уголь	То же	320	13,8 (140)	560	17,1	19,65	40,2	1885	Т-50,ПТ-50 ПТ-60 ПТ-80 Р-40,Р-50 ТР-110	Сибэнергомаш	[16]
Е-320-13,8БТ БКЗ-320-140-ПТ5	Бурый Каменно- ачинский уголь	То же	320	13,8 (140)	560	13,16	16,28	36,29	1617			[3], [7], [10]

Продолжение прил. 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
<u>Е-340-13,8М</u> БКЗ-340-140/29М	Мазут	Барабанный П-образный	340	13,8 (140)	545	17,0	20,0	36,5	1963	К-160-130 К-200-130 Т-50, ПТ-50 ПТ-60, ПТ-80 Р-40, Р-50 ТР-110 К-200-130	Сибэнергомаш	[16]
<u>Е-420-13,8ГМ</u> ТТМ-84/Б	Газ, мазут	То же	420	13,8 (140)	560	15,4	13,9	31,5	1540	ПТ-50, ПТ-60, ПТ-135, Р-40, Р-50, Р-100, Т-100, Т-175, Т-180, ТР-110	Красный котельщик	[3, 10]
<u>Е-420-13,8ГМН</u> БКЗ-420- 140НГМ4	То же	То же	420	13,8 (140)	560	18,4	14,5	32,4	1641		Сибэнергомаш	[3,7 10, 16]
<u>Е-420-13,8КТ</u> ТП-87-1	Донецкий каменный уголь	То же	420	13,8 (140)	540	15,8	18,2	39,7	1985		Красный котельщик	[3]
<u>Е-420-13,8КТ</u> БКЗ-420-140-5	Экибас- тузский каменный уголь	Барабанный Т-образный	420	13,8 (140)	560	11,15	25,44	39,1	2072	ПТ-50, ПТ-60, ПТ-135, Р-40, Р-50, Р-100, Т-100, Т-175, Т-180, ТР-110	Сибэнергомаш	[7, 16]
<u>Е-420-13,8БТ</u> БКЗ-420-140ПТ2	Назаров- ский бурый уголь	Барабанный П-образный	420	13,8 (140)	560	19,5	20,0	42,0	2330			[7, 16]
<u>Е-480-13,8ГМ</u> ТТМ-96/Б	Газ, мазут	То же	480	13,8 (140)	560	16,0	15,95	32,8	1934	То же и ПТ-80	Красный котельщик	[3]

Продолжение прил. 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
<u>E-500-13,8ГМ</u> ТГМ-444	Газ, мазут	Барабанный П-образный	500	13,8 (140)	560	17,0	13,75	24,0	1745			[3,7]
<u>E-500-13,8ГМН</u> ТГМЕ-464	То же	То же	500	13,8 (140)	560	17,45	17,8	36,7	2093	ПТ-50, ПТ-60, ПТ-135, Р-40, Р-50, Р-100, Т-100, Т-175, Т-180, ТР-110	Красный котельщик	[10, 16]
<u>E-500-13,8КТ</u> ТПЕ-430А	Кузнецкий каменный уголь	То же	500	13,8 (140)	560	16,1	18,2	43,8	2765			[10, 16]
<u>E-500-13,8БТ</u> БКЗ-500-140-1	Березов- ский бурый уголь	То же	500	13,8 (140)	560	16,5	29,5	51,0	3144	К-160-130	Сибэнергомаш	[10, 16]
<u>E-640-13,8ГМ</u> ТГМ-104	Газ, мазут	То же	640	13,8 (140)	570	20,3	23,1	36,0	2700	К-200-130, Т-100, Т-110	Красный котельщик	[7]
<u>E-640-13,8КЖ</u> ТП-100/А	Антраци- товый штыб АШ	Барабанный Т-образный	640	13,8 (140)	570	30,8	20,4	43,5	3500			[7]
<u>E-640-13,8Д</u> ТП-108	Фрезерный торф	Барабанный П-образный с вынесен- ным возду- хонагрева- телем	640	13,8 (140)	570	30,0	20,9	43,6	5436	К-200-130	Красный котельщик	[7]

Продолжение прил. 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
<u>ЕД-670-13.8ГМН</u> ТГМЕ-206	Газ, мазут	Барабанный П-образный однокорпусной	670	13,8 (140)	545	21,7	22,08	36,63	2944		Красный котельщик	[7, 10, 16]
<u>ЕД-670-13.8БТ</u> <u>БКЗ-670-140-2</u>	Бикинский бурый уголь	То же	670	13,8 (140)	545	19,1	34,9	64,0	5853	К-200-130, К-210-130, Т-180-130	Сибэнерго маш	[16]
<u>ЕД-670-13.8КДТ</u> ТГМЕ-215	Каменный уголь, газ	Барабанный П-образный однокорпусной	670	13,8 (140)	545	32,8	23,0	56,5	5771		Красный котельщик	[16]
<u>ПД-950-25КЖ</u> П-50	Тошгий каменный уголь	Прямоточный П-образный 2-корпусной	950	25,0 (255)	565	24,0	19,0	51,4	4400			[7]
<u>ПД-950-25Б</u> П-59	Подмосков- ный бурый уголь	Прямоточный П-образный однокорпусной	950	25,0 (255)	545	24,0	36,0	63,0	8164	К-300-240, Т-250-240	ЗиО	[7]
<u>ПД-1000-25ГМН</u> ТГМП-324А	Газ, мазут	Прямоточный П-образный подвесной	1 000	25,0 (255)	545	18,6	24,5	51,4	5246			[7]
<u>ПД-1000-25ГМ</u> ТГМП-314	То же	Прямоточный П-образный с опорным каркасом	1 000	25,0 (255)	545	18,2	23,6	42,0	3958			[7, 16]
<u>ПД-1000-25ГМ</u> ТГМП-344А	То же	Прямоточный П-образный подвесной	1 000	25,0 (255)	545	20,5	25,3	49,9	4543	К-300-240, К-250-240	Красный котельщик	[10, 16]
<u>ПД-1000-25ГМ</u> ТГМП-114	То же	Прямоточный П-образный однокорпусной	1 000	25,0 (255)	565	24,0	18,0	34,0	4200			[7]
<u>ПД-1000-25КЖ</u> ТТП-312А	Каменный уголь ГСП	Прямоточный однокорпусной	1 000	25,0 (255)	545	18,6	23,6	52,0	4553			[7, 10]

Окончание прил. 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
<u>Пл-1650-25КТ</u> П-57-2	Экiba- тузский каменный уголь	Прямоточный Т-образный с опорным каркасом	1 650	25,0 (255)	545	36,0	24,0	59,3	9015	K-500-240	3иО	[7, 10, 16]
<u>Пл-1800-13.8М</u> ТМП-501	Мазут	Прямоточный П-образный подвесной однокорпусной	1 800	13,8 (140)	515	18,0	25,7	63,6	5000			[7, 10, 16]
<u>Пл-2650-25ГМ</u> ТТМП-204	Газ, мазут	Прямоточный Т-образный с опорным каркасом	2 650	25,0 (255)	545	20,7	29,0	62,3	7550		Красный котельщик	[7, 10, 16]
<u>Пл-2650-25КЖ</u> ТПП-804	Кузнечий каменный уголь	Прямоточный Т-образный подвесной	2 650	25,0 (255)	545	70,6	15,5	87,2	13418	K-800-240		[7, 10, 16]
<u>Пл-2650-25БТ</u> П-67	Березов- ский бурый уголь	То же	2 650	25,0 (255)	545	72,0	33,0	106,4	17800		3иО	[7, 10, 16]
<u>Пл-3950-25ГМ</u> ТТМП-1202	Газ, мазут	Прямоточный П-образный подвесной однокорпусной	3 950	25,0 (255)	545	72,0	47,6	62,4	1177	K-1200-240	Красный котельщик	[7, 10]

ПАРОВЫЕ И ГАЗОВЫЕ ТУРБИНЫ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Тип турбины по ГОСТ 3618-76	Технические характеристики					Габариты, м				Масса, т		ПО-изготовитель	Источник информации	
	Мощность ном/макс, МВт	Макси- мальный расход пара, т/ч		Давление на входе, МПа	Температура на входе, °С	Давление в конденсаторе, МПа	Расход охлаждающей воды, м³/ч	Отметка обслуживающая	Длина без генератора	Длина с генератором	Наибольшая монтажная			Общая турбины
		В конденсационном режиме	В режиме регулируемого оборота											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Конденсационные без регулируемых оборотов пара														
К-100-90	100/115	420	—	8,82	535	3,43	16 000	8,0	14,7	25,5	75	240	ЛМЗ	[7,8]
К-160-130	160/165	516	—	12,75	565	3,43	20 800	9,0	14,5	28,7	—	420	Турбоатом	[7,8]
К-200-130	200/210	640	—	12,75	540	3,45	25 000	9,6	19,2	33,1	70	470	ЛМЗ	[8]
К-210-130	210/215	670	—	12,75	540	3,45	25 000	9,6	20,3	—	70	540	ЛМЗ	[3,7, 8]
К-300-240-2	300/320	950	—	23,54	560	3,43	34 800	9,6	22,0	39,0	57,5	625	Турбоатом	[3,7, 8]
К-300-240-3	300/320	930	—	23,54	540	3,43	36 000	9,6	21,3	37,4	95,5	690	ЛМЗ	[3,7, 8]
К-500-240-1	500/535	1 650	—	23,54	540	3,57	53 580	10,2	29,2	47,2	110	110	Турбоатом	[3,7, 8]

Продолжение прил. 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
К-500-240-2	500/525	1 650	—	23,54	540	3,30	51 480	10,2	29,2	—	50	960	ЛМЗ	[3, 8]
К-800-240	800/850	2 650	—	23,54	540	3,43	73 000	11,4	39,7	59,5	55	1300	ЛМЗ	[3, 7, 8]
К-1200-240	1200/1380	3 950	—	23,54	540	3,58	108 000	15,6	47,9	71,8	90	1900	ЛМЗ	[7, 8]
Теплофикационные с регулируемым теплофикационным отбором пара														
T-50/60-130	50/60	265		12,75	555	4,9	8 000	8,0	13,0	22,9	45	254	Турбомоторный завод	[7, 8, 10]
T-100/120-130	100/120	485		12,75	555	5,3	16 000	9,6	18,6	28,9	69	378	То же	[7, 8]
T-110/120-130	110/120	485		12,75	555	5,4	16 000	9,0	18,6	28,9	69	415	То же	[3, 7, 8]
T-175/210-130	175/210	760	460	12,75	555	4,9	24 800	12,0	21,5	35,8	50	650	То же	[3, 8, 10]
T-180/210-130	180/210	670		12,75	540	8,65	22 000	—	20,7	35,08	48	496	ЛМЗ	[3, 7, 8]
T-250/300-240	250/300	980		23,54	540	4,9	28 000	9,0	26,6	42,5	104	902	Турбомоторный завод	[7, 8, 10]
Теплофикационные с регулируемым теплофикационным производственным отбором пара														
ПТ-50/60-130	50/60	300	160	12,75	555	3,43	7 000	—	13,6	22,85	44	244	Турбомоторный завод	[7, 8]
ПТ-60/75-130	60/75	390	250	12,75	565	—	8 000	9,6	14,23	23,46	45	260	ЛМЗ	[7, 8]
ПТ-60/75-90	60/75	402	250	8,82	555	—	8 000	9,6	14,23	23,46	45	265	ЛМЗ	[7, 8]

Окончание прил. 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ПТ-80/100-130	80/100	470	300	12,75	555	—	8 000	11,4 12,0	14,85	25,24	45	280	ЛМЗ	[7, 8, 10]
ПТ-135/164-130	135/165	760	390	12,75	555	3,43	12 400	8,0	15,3	27,8	70	435	ЛМЗ	[7, 8, 10]
Турбины с противодавлением без регулируемого отбора пара														
Р-40-130	40/43	470	—	12,75	555	3 040	—	—	7,7	16,8	15	111	Турбо- торный завод	[7, 8, 10]
Р-50/60-130	50/60	480	—	12,75	555	—	—	9,6	8,86	18,4	25	135	То же	[7, 8, 10]
Р-100/107-130	100/107	782	—	12,75	555	1 470	—	8,0	9,07	19,3	20	184	То же	[7, 8, 10]
Турбины с противодавлением и с регулируемым отбором пара														
ТР-110-130	110/110	485	—	12,75	555	—	—	—	13,3	24,62	—	400	Турбо- торный завод	[3]
Газовые турбины														
ГТ-35-770	32/50	785	—	0,64	770	—	—	—	13,5	—	—	—	Турбо- атом	[16]
ГТЭ-45	54/75	986	—	—	900	—	—	—	16,2	26,5	—	—	То же	[16]
ГТ-100-3М	100/105	1 649	—	—	750	—	3 000	10,2	24,2	35,15	55	633	ЛМЗ	[16]
ГТЭ-150	128/157	2 268	—	—	1 100	—	—	—	15,1	29,3	—	—	ЛМЗ	[16]

ТУРБОГЕНЕРАТОРЫ ПАРОВЫХ ТУРБИН ТЭС

Тип турбогенератора	Мощность номинальная, МВт	Скорость вращения, об/мин	Напряжение, кВ	Габариты, м			Масса, т			ПО-изготовитель	Источник информации
				Длина	Ширина	Высота над отметкой обслуживания	Ротора	Статора	Общая (без воздушителя)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Турбогенераторы турбин тепловых электростанций											
ТВФ-50-2	50	3 000	10,5 6,3	10,62	3,20	1,72	29	82	134	Электросила	[3,16]
ТВФ-60-2	60	3 000	10,5	—	—	1,72	24	78	120	То же	[10]
ТВФ-63-2	63	3 000	10,5	10,30	3,00	1,72	29	82	134	То же	[3,16]
ТВФ-80-2	80	3 000	10,5	—	—	—	29	102	145	То же	—
ТФ-110-2	110	3 000	10,5	—	—	—	40	138	194	То же	—
ТВФ-120-2	100	3 000	10,5	11,32	3,39	1,90	31	128	178	То же	[10,16]
ТВВ-120-2	100	3 000	10,5	—	—	—	31	128	178	То же	[10]
ТВМ-160-2	160	3 000	18,0	—	—	—	37	159	213	То же	—
ТВВ-200-2	200	3 000	15,75	14,38	3,85	1,90	42	170	250	То же	[7,10,16]
ТВФ-200-2	200	3 000	10,5	—	—	—	51	250	350	То же	[7,16]
ТТВ-200-2	200	3 000	15,75	—	—	—	50	210	300	Электротяжмаш	[7,10]

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ТВВ-220-2	220	3 000	15,75	—	—	—	42	170	220	Электросила	—
ТВМ-220-2	220	3 000	15,75	—	—	—	37	159	213	Электросила	—
ТТВ-300-2	300	3 000	20	—	—	—	56	266	366	Электротяжмаш	[7,10,16]
ТВВ-300-2	300	3 000	20	—	—	—	55	260	331	Электросила	[7]
ТВВ-320-2	320	3 000	20	17,0	4,85	2,90	55	198	331	То же	[3,7,10]
ТТВ-320-2	320	3 000	20	—	—	—	50	200	270	То же	—
ТВВ-500-2	500	3 000	20	18,37	5,15	3,60	65	220	384	То же	[3,7,10]
ТВМ-500	500	3 000	20	—	—	—	60	267	340	То же	—
ТВМ-500	500	3 000	36,75	—	—	—	60	267	330	То же	—
ТТВ-500-2	500	3 000	20	—	—	—	62	218	387	Электротяжмаш	[7,10,16]
ТВВ-800-2	800	3 000	24	19,32	5,89	3,54	80	332	484	Электросила	[7,10,16]
ТВВ-1200-2	1 200	3 000	24	—	—	—	104	350	610	То же	[3,16]

КОНДЕНСАТОРЫ ПАРОВЫХ ТУРБИН ТЭС

Тип турбины по ГОСТ 3618-76	Тип конденсатора	Количество на 1 турбину, шт.	Технические характеристики				Габариты, м		Масса конденсатора без воды, т	ПО-изготовитель	Источник информации
			Расчетный вакуум, кПа	Расчетная температура охлаждающей воды, °С	Расход охлаждающей воды, м³/ч	Гидравлическое сопротивление, кПа	Длина трубок	Высота конденсатора			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Для турбин тепловых электростанций											
К-100-90	100-КПС-4Б	2	3,43	10	8 000x2	35	6,65	—	67,5x2	ЛМЗ	[7,10,16]
К-160-130	К-150-9115	1	3,43	12	20 812x1	39	8,85	—	192	Турбоатом	[7,8]
К-200-130	200-КПС-2	2	3,43	10	12 500x2	33	8,06	—	109x2	ЛМЗ	[7,8,16]
К-210-130-3	200-КПС-2	2	3,43	12	12 500x2	38	8,06	—	109x2	То же	[8,16]
К-300-240-1	300-КПС-3	1	3,43	12	33 500x1	38	8,90	—	335	То же	[7,8,16]
К-300-240-2	К-15 240	1	3,43	12	34 800x1	39	8,90	—	385	Турбоатом	[10,16]
К-500-240-2	К-11 520	2	3,53	12	25 900x2	39	8,90	—	298x2	То же	[7,10,16]
К-800-240-4	800-КПС-5	2	3,43	12	36 500x2	54	9,00	—	550x2	ЛМЗ	[7,10,16]
К-1 200-240-3	1 200-КПС-1	1	3,58	12	108 000x1	69	13,50	—	2 000	То же	[7,8]
Т-50/60-130	К2-3 000-2	1	4,9	20	8 000x1			—	51	Турбомотор- ный завод	[7]
Т-100/120-130	КГ2-6 200-3	2	5,3	20	8 000x2	40	7,50	—	65x2	То же	[7]

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
T-110/120-130	КТ-2-6 200-3	2	5,6	20	8 000x2	39	7,50	6,4	65x2	То же	[7,10,16]
T-175/210-130	КТ-2-12 000-1	2	5,0	20	12 400x2	58		—	155x2	То же	[7,8]
T-180/210-130	180КПС-1	1	8,65	27	22 000x1	48	9,00	—	236	ЛМЗ	[7,16]
T-250/300-240	К2-14 000-1	2	5,8	20	14 000x2	56	9,00	—	155x2	Турбомоторный завод	[7,10,16]
ЛПТ-50/60-130	К2-3 000-1	1	5,0	10	7 000x1		7,50	—	51	То же	[7,16]
ЛПТ-60/75-130	50КПС-4	1	5,9	20	8 000x1	35		—	55	ЛМЗ	[16]
ЛПТ-60/75-90	50КПС-4	1	5,9	20	8 000x1	35		—	55	То же	[16]
ЛПТ-80/100-130	80-КПС-1	1	9,0	20	8 000x1	36	6,65	—	63,5	То же	[16]
ЛПТ-135/165-130	К2-6 000-1	1	6,20	20	12 400x1	39	9,00	5,7	155	То же	[7,8,16]

ОСНОВНОЕ ТЕПЛООБМЕННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ПАРОВЫХ ТУРБИН ТЭС

Тип турбины по ГОСТ 3618-76	Наименование оборудования (наибольших габаритов)	Марка (тип)	Количество на 1 турбину, шт.	Технические характеристики			Габариты, м		Масса, т		ПО-изготовитель	Источник информации
				Расход пара, кг/с	Давление, МПа	Температура, °С	Диаметр	Высота	Без воды	С водой		
1	ПНД ПВД Испаритель	ПН-200-16 ПВ-250-180 И-350-2	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
			4			240	1 020	4 765	5,23	9,9	СЭМ	[7,8, 16]
			3			410	1 540	6 772	18,8	26,3	Красный котельщик	
К-100-90	Испаритель	ПНД ПВД	1	5,0	0,59		2 844	1 090	29,7		То же	[7,8, 16]
			4			400	1 224	5 212	6,3	11,5	СЭМ	
К-160-130	Испаритель	ПНД ПВД	3				1 740	7 390	28,3	42	Красный котельщик	[7,8, 16]
			4									
К-210-130-3	ПНД ПВД	ПН-350-16 ПВ-775-265	4			400	1 420	5 680	10,0	16,9	СЭМ	[7,8]
			3			392	2 290	9 625	63,5	93,6	Красный котельщик	
К-300-240-1	Испаритель	ПНД ПВД	4			400	1 624	5 560	11,4	20,7	СЭМ	[7,8]
			3			335	2 680	8 860	92,1	127	Красный котельщик	
			1	5,0	1,57		2 844	10645	30,6		То же	

I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
К-500-240	ПНД	ПН-1 000-29	5	—	—	225	1 852	8 660	27,5	60,2	СЗЭМ	[7,8]
	ПВД	ПВ-2 100-380	3	—	—	347	3 360	11350	211,0	260	Красный котельщик	
К-800-240	ПНД	ПН-1 600-32	4	—	—	335	2 472	9 335	48,4	86,6	То же	[7,8, 16]
	ПВД	ПВ-2 100-380	6	—	—	290	3 110	10950	141,7	199	То же	
К-1 200-240	ПНД	ПН-2 300-25	5	—	—	310	2 640	9 100	55,4	92,6	То же	[7,8, 16]
	ПВД	ПВ-2 500-380	6	—	—	—	—	—	—	—	То же	
Т-50/60-130	ПНД	ПН-130-16	5	—	—	400	1 020	4 585	3,53	8,30	СЗЭМ	[7,16]
	ПВД	ПВ-350-230	3	—	—	475	1 564	7 000	25,7	36,6	Красный котельщик	
	Испаритель	И-120-1	1	5,0	0,59	—	2 032	9 926	16,4	—	То же	
Т-100/120-130	ПНД	ПН-250-16	4	—	—	400	1 224	5 215	6,30	11,5	СЗЭМ	[7,16]
	ПВД	ПВ-425-230	3	—	—	500	1 760	7 390	32,1	46,0	Красный котельщик	
	Испаритель	И-250-1	1	6,7	0,59	—	2 844	10650	30,6	—	То же	
Т-175/210-130	ПНД	ПН-400-26	4	—	—	400	1 624	5 560	11,4	20,7	СЗЭМ	[7,8, 16]
	ПВД	ПВ-800-230	3	—	—	475	2 280	9 050	62,9	90,1	Красный котельщик	
Т-180-210-130	ПНД	ПН-350-16	4	—	—	400	1 424	5 680	10,0	17,0	СЗЭМ	[7,8]
	ПВД	ПВ-775-265	3	—	—	392	2 290	9 625	63,5	93,6	Красный котельщик	
Т-250/300-240	ПНД	ПН-400-26	5	—	—	400	1 624	5 560	11,4	20,7	СЗЭМ	[7,8, 16]
	ПВД	ПВ-1 200-380	3	—	—	335	2 680	8 860	92,1	127	Красный котельщик	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ПТ-60/75-90	ПНД	ПН-130-16	4	—	—	400	1 020	4 585	3,5	8,3	СЗЭМ	[7,8]
ПТ-60/75-130	ПВД	ПВ-350-230	3	—	—	475	1 564	7 000	25,7	36,6	Красный котельщик	
ПТ-135/165-130	ПНД	ПН-400-26	5	—	—	400	1 624	5 560	11,4	20,7	СЗЭМ	[7,8]
	ПВД	ПВ-800-230	3	—	—	475	2 280	9 050	62,9	90,1	Красный котельщик	
Р-50/60-130												[7,8, 16]
Р-100/107-130	ПВД	ПВ-800-230	3	9,7	3,9	475	2 280	9 050	62,9	90,1	Красный котельщик	

ДЕАЭРАТОРЫ ПАРОВЫХ ТУРБИН ТЭС

Тип турбины по ГОСТ 3618-76	Тип деаэраатора	Количество на 1 турбину, шт.	Технические характеристики		Габариты						ПО-изготовитель	Источник информации
			Номинальная производительность, кг/с	Рабочая температура, °С	Диаметр колонки, м	Высота колонки, м	Диаметр бака, м	Глубина бака, м	Высота деаэраатора, м	Масса без воды, т		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Для тепловых электростанций												
К-100-90	ДП-500М	1	139	158	2,03	3,62	3,44	100	—	—	Сибэнергомаш	[7,16]
К-210-130	ДП-1 000-4	1	278	164	2,40	4,50	3,44	120	—	—	То же	[8,16]
К-300-240	ДП-1 000-4	1	278	164	2,40	4,50	3,44	120	—	—	То же	[8,16]
К-500-240	ДП-2 000-1	1	556	164	3,40	4,57	3,44	120	—	—	То же	[7,8,16]
К-800-240	ДП-1 600М-1	2	444x2	164	2,80	4,30	3,46	120	—	—	То же	[8,16]
К-1 200-240	ДП-2 000-1	2	556x2	164	3,40	4,57	3,46	185	—	—	То же	[7,16]
Т-50/60-130	ДП-225-7	1	62,5	158	1,82	5,34	3,44	65	—	20,5	То же	[7,8]
Т-100/120-130	ДП-500М-2	1	139	164	2,03	3,62	3,44	100	—	—	То же	[7,16]
Т-250/300-240	ДП-1 000	1	278	164	2,40	4,50	3,44	120	—	—	То же	[7,8,16]
ПТ-60/75-90												
ПТ-60/75-130	ДП-225-7	1	62,5	158	1,82	5,34	3,44	65	—	20,5	То же	[7,16]
ПТ-80/100-130	ДП-500М-2	1	139	164	2,03	3,62	3,44	100	—	—	То же	[7,16]
ПТ-135/165-130	ДП-500М-2	1	139	164	2,03	3,62	3,44	100	—	—	То же	[7,16]

ПРИЛОЖЕНИЕ 8

ФУНДАМЕНТЫ ТУРБОАГРЕГАТОВ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Турбоагрегат		Габаритные размеры, м					Заглубление фундамента от отметки 0,00	Заглубление сационного подвала	Отметка обслуживания
Тип турбины по ГОСТ 3618-76	Тип генератора	Длина по верху	Длина по подошве	Ширина по оси ЦНД	Ширина по подошве	Полная высота			
К-200-130-3	ТВВ-200-2А	32,95	32,00	10,60	10,50	13,55	4,55	3,00	9,60
К-300-240-1	ТВВ-300-2	40,95	41,35	11,00	13,00	13,88	4,83	3,00	9,60
К-300-240-3	ТВВ-320-2	37,25	37,40	11,00	14,50	17,00	8,00	3,00	9,60
К-500-240-2	ТВВ-500-2	47,21	46,91	10,85	13,00	17,05	6,85	3,85	10,20
К-500-240-4	ТВВ-500-2	46,58	47,00	10,85	13,00	17,05	6,85	3,85	10,20
К-800-240-3	ТВВ-800-2	59,89	60,00	11,00	12,00	17,90	6,50	3,60	11,40
К-1 200-240	ТВВ-1 200-2	72,51	73,60	17,40	28,00	22,30	6,70	4,50	15,60
Т-110/120-130	ТВФ-120-2	29,57	32,04	8,50	9,60	13,35	5,35	—	12,00
Т-175/210-130	ТВВ-200-2	38,79	38,80	11,00	10,50	14,35	6,55	—	10,20
Т-250/300-240	ТВВ-320-2	43,80	43,50	11,00	13,40	15,60	6,60	—	9,00
ПТ-60/75-130	ТВФ-63-2	23,95	23,25	7,40	7,00	12,90	4,90	1,80	9,60
ПТ-80/100-130	ТВФ-120-2	25,77	25,67	7,40	7,40	14,20	2,20	—	12,00
ПТ-135/165-130	ТВВ-165	28,15	27,79	9,60	10,00	13,00	5,00	—	8,00
Р-50/60-130	ТВФ-63-2	18,38	17,68	6,70	7,00	12,90	4,90	—	9,60

КРАНОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ГЛАВНЫХ КОРПУСОВ ТЭС

Марка	Мостовой кран Грузоподъемность подъема, т: основного/ вспомогательного	Габаритные размеры (см. рис. 4.1), м						Масса, т	
		L _к	H _к	h _{кр}	B ₂	l ₂	l ₁	h _р	тележки крана общая
КМ-50	50/10	27,5; 47,5	4,5	0,7	0,4	1,9	2,7	0,15	32 71; 121
КМ-80 ЛУ	80/20	34, 37; 40; 43; 47	4,5	0,7	0,4	1,9	2,7	0,15	32 122; 148; 160; 172; 185
КМ-100/20	100/20	34; 37; 40; 43; 47	4,2	1,16	0,4	2,2	2,0	0,17	43 126; 130; 134; 137; 141
КМ-125 ЛН	125/20/5	37; 40; 43	4,5	1,7	0,4	1,9	2,7	0,17	39 177; 190; 202
КМ-125 УД	125/20/5	46; 49 50,5; 51; 52; 52,5	4,8	0,82	0,4	1,9	2,5	0,17	43 143; 188; 191; 192; 200; 201
КС-160/32	160/32/5	27,5; 30,5; 33,5	4,5	1,95	0,5	2,5	3,1	0,17	49 166; 174; 181

**ТУРБИНЫ С РЕГУЛИРУЕМЫМ ОТБОРОМ ПАРА
И ПРОТИВОДАВЛЕНИЕМ**

Тип турбины	Мощность, МВт		Начальная температура пара, °С	Отпуск пара из регулируемого отбора или противодавления	
	номинальная	максимальная		на производство, т/ч	на теплофикацию, ГДж
Т-50/60-130	50	60	555	—	398
Т-100/120-130	100-110	120	555	—	733
Т-175/210-130	175-180	210	555	—	1 130
Т-250/300-240	250	300	540	—	1 380
ПТ-50/60-130	50	60	555	118	168
ПТ-60/75-130	60	75	555	140	250
ПТ-80/100-130	80	100	555	185	285
ПТ-135/160-130	135	160	555	320	460
Р-50-130/13	50	60	555	370	—
Р-100-130/15	100	107	555	760	—

ПРИЛОЖЕНИЕ 11

УНИФИЦИРОВАННЫЕ НЕСУЩИЕ КОНСТРУКЦИИ ПОКРЫТИЙ ГЛАВНЫХ КОРПУСОВ ТЭС

Характеристика конструкции			Размеры и масса конструкций					
Наименование конструкции	Тип (марка)	Пролет, м	Длина, мм	Высота на коньке, мм	Высота на опоре, мм	Толщина, мм	Строительный подъем, мм	Масса фермы, т
Ферма стропильная стальная	ТФ-54	54	53 500	4 800			200	10,35
	ТФ-51	51	50 500	4 650			200	10,35
	ТФ-48	48	47 500	4 500			200	10,35
	ТФ-45	45	44 500	4 350			100	6,6
	ТФ-42	42	41 500	4 200			100	5,4
	ТФ-39	39	38 500	4 050	2 100		100	5,3
	ТФ-36	36	35 500	3 900			82	4,2
	ТФ-33	33	32 500	3 750			—	3,3
	ТФ-30	30	29 500	3 600			—	2,9
	ТФ-27	27	26 500	3 450			—	2,5
ТФ-24	24	23 500	3 300			—		
Ферма стропильная железобетонная	ФБ-36	36	35 940					
	ФБ-33	33	32 940					
	ФБ-30	30	29 940			240	—	11,7
	ФБ-27	27	26 940					

УНИФИЦИРОВАННЫЕ СЕЧЕНИЯ КОЛОНН И РИГЕЛЕЙ

Тип сечения	Характеристика колонн и ригелей		Размеры сечения, мм			
	Наименование сечения и материал	Марка	Высота	Ширина полки	Толщина полки	Толщина стенки
Железобетонные конструкции						
I	Сечение железобетонной колонны прямоугольное	K 064	600	400	—	—
I	Сечение железобетонного ригеля прямоугольное	P 064	600	400	—	—
I	Сечение железобетонной колонны прямоугольное	K 084	800	400	—	—
II	Сечение железобетонной колонны двутавровое	K 084	800	400	200	200
I	Сечение железобетонного ригеля прямоугольное	P 084	800	400	—	—
II	Сечение железобетонного ригеля двутавровое	P 084	800	400	200	200
I	Сечение железобетонной колонны прямоугольное	K 086	800	600	—	—
II	Сечение железобетонной колонны двутавровое	K 086	800	600	200	200
I	Сечение железобетонного ригеля прямоугольное	P 086	800	600	—	—
II	Сечение железобетонного ригеля двутавровое	P 086	800	600	200	200
I	Сечение железобетонной колонны прямоугольное	K 106	1 000	600	—	—
II	Сечение железобетонной колонны двутавровое	K 106	1 000	600	200	200
I	Сечение железобетонной колонны прямоугольное	K 126	1 200	600	—	—
II	Сечение железобетонной колонны двутавровое	K 126	1 200	600	200	200
I	Сечение железобетонного ригеля прямоугольное	P 126	1 200	600	—	—
II	Сечение железобетонного ригеля двутавровое	P 126	1 200	600	200	200
I	Сечение железобетонного ригеля прямоугольное	P 146	1 400	600	—	—
II	Сечение железобетонного ригеля двутавровое	P 146	1 400	600	200	200
I	Сечение железобетонной колонны прямоугольное	K 156	1 500	600	—	—
II	Сечение железобетонной колонны двутавровое	K 156	1 500	600	200	200

Характеристика колонн и ригелей		Размеры сечения, мм			
Тип сечения	Наименование сечения и материал	Марка	Высота	Ширина полки	Толщина полки и Толщина стенки
I	Сечение железобетонной колонны прямоугольное	К 186	1 800	600	—
II	Сечение железобетонной колонны двуглавовое	К 186	1 800	600	300
I	Сечение железобетонного ригеля прямоугольное	Р 186	1 800	600	—
II	Сечение железобетонного ригеля двуглавовое	Р 186	1 800	600	300
I	Сечение железобетонной колонны прямоугольное	К 206	2 000	600	—
II	Сечение железобетонной колонны двуглавовое	К 206	2 000	600	300
I	Сечение железобетонного ригеля прямоугольное	Р 206	2 000	600	—
II	Сечение железобетонного ригеля двуглавовое	Р 206	2 000	600	300
I	Сечение железобетонной колонны прямоугольное	К 246	2 400	600	—
II	Сечение железобетонной колонны двуглавовое	К 246	2 400	600	300
I	Сечение железобетонного ригеля прямоугольное	Р 246	2 400	600	—
II	Сечение железобетонного ригеля двуглавовое	Р 246	2 400	600	300
Металлические конструкции					
III	Сечение стальной колонны из двух тавров типа ШТ, КТ, КУТ и листа		1 000— 1 800	300— 400	—
IV	То же, с листом, усиленным продольным ребром жесткости		1 000— 1 800	300— 400	—
V	Сечение стальной колонны из двух тавров типа Б и Ш со стенкой из листа		1 000— 2 000	380— 800	—
VI	То же, с дополнительным продольным ребром жесткости		1 000— 2 400	400— 1 000	—

СПРАВОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ РАСЧЕТА И ВЫБОРА ТРОЛЛЕЙНЫХ ЛИНИЙ

Таблица П13.1

Длительно допустимые токовые нагрузки на троллеи и шины

Характеристики троллеев и шин		Нагрузка, А, при числе полос на полюс или фазу	
Профиль	Размеры, мм	1	2
Троллеи из стальных профилей			
Полоса	25x4	85	—
Полоса	40x4	135	—
Полоса	50x5	205	—
Полоса	100x4	335	—
Уголок 2,5	25x25x3	150	—
Уголок 4	40x40x5	250	—
Уголок 5	50x50x5	315	—
Уголок 6,3	63x63x6	420	—
Швеллер № 8	80x43x5	485	—
Швеллер № 10	100x45x5,3	580	—
Швеллер № 12	120x50x6	675	—
Подпиточные шины из алюминия прямоугольного сечения			
Полоса	40x5	540	—
Полоса	50x5	665	—
Полоса	60x6	870	1350
Полоса	80x6	1150	1630

Таблица П13.2

Удельная потеря напряжения в троллеях различных профилей
при напряжении 380 В

Параметры троллеев	Полоса, м	Уголок, мм			Швеллер		
	50x5	40x40x5	50x50x5	63x63x6	№ 8	№ 10	№ 12
Допустимый ток, А	205	250	315	420	485	580	675
Удельная потеря напряжения Δe , В/(А·м)	10,5	8,7	7,0	6,0	4,5	4,2	3,5

Таблица П13.3

Соотношение сечения кабельной линии и величины К

Сечение, мм ²	К	Сечение, мм ²	К
16	0,603	95	0,126
25	0,348	120	0,105
35	0,292	150	0,090
50	0,213	185	0,077
70	0,160	240	0,066

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций и тепловых сетей: ВНТП-81 / Министерство энергетики и электрификации СССР. М.: ЦНТИ Информэнерго, 1981. 122 с.
2. Околович, М. Н. Проектирование электрических станций: Учеб. для вузов / М. Н. Околович. М.: Энергоатомиздат, 1982. 400 с.
3. Строительство тепловых и атомных электростанций: Справочник строителя: В 2-х томах. Т. 1 / Н. Я. Турчин, Г. С. Агеев, И. А. Александров и др.; Под ред. П. С. Непорожного. М.: Стройиздат, 1985. 572 с.
4. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов. 4-е изд., перераб. и доп. / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. М.: Энергоатомиздат, 1989. 608 с.
5. Смирнов, А. Д. Справочная книжка энергетика. 4-е изд., перераб. и доп. / А. Д. Смирнов, К. М. Антипов. М.: Энергоатомиздат, 1984. 440 с.
6. ГОСТ 6711-81. Краны мостовые электрические общего назначения грузоподъемностью от 80 до 500 т. Основные параметры и размеры. М.: Изд-во стандартов, 1985. 48 с.
7. Тепловые и атомные электрические станции: Справочник / Под общ. ред. В. А. Григорьева и В. М. Зорина. М.: Энергоатомиздат, 1982. 624 с.
8. Паротурбинные установки: Каталог. М.: НИИЭ Информэнергомаш, 1984. 196 с.
9. Коновалова, Л. Л. Электроснабжение промышленных предприятий и установок: Учеб. пособие для техникумов / Л. Л. Коновалова, Л. Д. Рожкова. М.: Энергоатомиздат, 1989. 528 с.
10. Справочник монтажника тепловых и атомных электростанций: Технология монтажных работ / Под ред. В. П. Банника и Д. Я. Винницкого. М.: Энергоатомиздат, 1983. 880 с.
11. Проектирование технологической части тепловых электростанций: Метод. указания по курсовому и дипломному проектированию для студентов специальности 100100 – «Электрические станции» Сост. В. А. Тремясов; КГТУ. Красноярск, 1998. 52 с.
12. Купцов, И. П. Проектирование и строительство тепловых электростанций. 3-е изд., перераб. и доп. / И. П. Купцов, Ю. Р. Иоффе. М.: Энергоатомиздат, 1985. 408 с.
13. Рыжкин, В. Я. Тепловые электрические станции: Учеб. для вузов. 3-е изд., перераб. и доп. / В. Я. Рыжкин. М.: Энергоатомиздат, 1987. 328 с.
14. Кранцфельд, Я. Л. Конструкции главных корпусов тепловых электростанций / Я. Л. Кранцфельд, Д. И. Кривошеин. М.: Энергия, 1979. 104 с.
15. Цыганок, А. П. Проектирование тепловых электростанций: Учеб. пособие / А. П. Цыганок, С. А. Михайленко; КрПИ. Красноярск, 1991. 119 с.

16. Энергетическое оборудование для тепловых электростанций и промышленной энергетики: Номенклатурный каталог. Ч. 1 М.: НИИЭ Информ-энергомаш, 1987. 184 с.

17. Богданов, Ю. В. Компонировка и расчет элементов главного корпуса ТЭС и АЭС: Учеб. пособие / Ю. В. Богданов, В. А. Соколов. Л.: Изд-во ЛПИ, 1988. 94 с.

18. Вахтель, А. К. Топливо-транспортное хозяйство ТЭС: Учеб. пособие / А. К. Вахтель; КГТУ. Красноярск, 1996. 64 с.

19. Вахтель, А. К. Золошлакоудаление на ТЭС: Конспект лекций / А. К. Вахтель; КГТУ Красноярск, 1996. 68 с.

20. Елизаров, Д. П. Теплоэнергетические установки электростанций / Д. П. Елизаров. М.: Энергоатомиздат. 1982. 264 с.

21. Промышленные тепловые электростанции / Под ред. Е. Я. Соколова. М.: Энергия 1979. 295 с.

22. Соловьев, Ю. П. Вспомогательное оборудование паротурбинных электростанций / Ю. П. Соловьев. М.: Энергоатомиздат, 1983 198 с.

23. СТП КГТУ 01-02. Стандарт предприятия. Общие требования к оформлению текстовых и графических студенческих работ. Текстовые материалы и иллюстрации. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2002. 20 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
1. Выбор площадки и генеральный план ТЭС	4
1.1. Выбор площадки ТЭС	4
1.2. Генеральный план ТЭС	6
1.2.1. Общие положения	6
1.2.2. Компоновка КЭС	8
1.2.3. Компоновка ТЭЦ	10
1.3. Эффективность компоновки генерального плана	12
2. Выбор основного энергетического оборудования ТЭС	13
2.1. Общие положения	13
2.2. Выбор структурной технологической схемы	13
2.3. Выбор паровых турбин для КЭС и ТЭЦ	14
2.4. Выбор парогенераторов для КЭС и ТЭЦ	15
2.5. Выбор пиковых водогрейных котлов на ТЭЦ	17
3. Компоновка главного корпуса ТЭС	18
3.1. Объемно-планировочные решения главных корпусов	18
3.1.1. Строительная компоновка главных корпусов	18
3.1.2. Основные проекты главных корпусов КЭС	20
3.1.3. Основные проекты главных корпусов ТЭЦ	24
3.2. Плановая компоновка главного корпуса	29
3.3. Высотная компоновка главного корпуса	33
3.3.1. Турбинное отделение	33
3.3.2. Котельное отделение	37
3.3.3. Деаэрационное и бункерное отделения	40
3.3.4. Выбор стропильных конструкций и назначение размеров сечений колонн и ригелей каркасов главного корпуса ТЭС	42
4. Выбор кранового оборудования главного корпуса	49
4.1. Выбор количества и грузоподъемности кранов в турбинном, котельном и деаэрационном отделениях	49
4.2. Выбор электродвигателей для привода механизмов мостовых кранов	50
4.3. Расчет троллейных линий в турбинном и котельном отделениях	51
5. Выбор оборудования газозооушного тракта	55
5.1. Дутьевые вентиляторы и дымоососы	55
5.2. Золоулавливание и золоудаление	56
5.3. Дымовые трубы	58
6. Сооружения и оборудование топливоподачи и системы пылеприготовления	61
6.1. Разгрузочные устройства, дробилки и ленточные конвейеры	61
6.2. Топливные склады. Размораживающие устройства	64
6.3. Оборудование системы пылеприготовления	65

7. Вспомогательные сооружения и коммуникации ТЭС ..	67
7.1. Сооружения мазутного, масляного и газового хозяйства	67
7.2. Сооружения технического водоснабжения ТЭС	69
7.3. Сооружения электрической части	71
7.4. Подсобно-производственные здания и сооружения	73
Приложение 1 Основные разделы и правила оформления курсового проекта	76
Приложение 2. Котлы (парогенераторы) тепловых электростанций	79
Приложение 3. Паровые и газовые турбины тепловых электростанций	84
Приложение 4. Турбогенераторы паровых турбин ТЭС	87
Приложение 5. Конденсаторы паровых турбин ТЭС	89
Приложение 6. Основное теплообменное оборудование паровых турбин ТЭС	91
Приложение 7. Деаэраторы паровых турбин ТЭС	94
Приложение 8. Фундаменты турбоагрегатов тепловых электростанций	95
Приложение 9. Крановое оборудование главных корпусов ТЭС	96
Приложение 10. Турбины с регулируемым отбором пара и противодавлением	98
Приложение 11. Унифицированные несущие конструкции покрытий главных корпусов ТЭС	99
Приложение 12. Унифицированные сечения колонн и ригелей	100
Приложение 13. Справочные материалы для расчета и выбора троллейных линий	102
Библиографический список	104

Учебное издание

Тремясов Владимир Анатольевич

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Учебное пособие

Редактор О. А. Ермушева

Гигиенический сертификат № 24 49 04 953 П 000338 05 01 от 25 05 2001 г
Подп. в печать 28 12 2003 Формат 60х84/16 Бумага тип № 1 Офсетная печать.
Усл. печ. л. 6,2 Уч. изд. л. 5,5 Тираж 150 экз. Заказ 364/2 С 345
Отпечатано в ИПЦ КГТУ
660074, Красноярск ул. Киренского, 28